



**DEFINIR ESTRATEGIAS DEL MAPA DE RUTA PARA LA ADAPTACIÓN DEL SECTOR
ENERGÉTICO FRENTE AL CAMBIO CLIMÁTICO**

PRODUCTO No. 3

Elaborado para:



UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

Elaborado por:
OPTIM Consult S.A.S.



Bogotá, D.C.
Diciembre 2014

Las opiniones expresadas en este documento son de exclusiva responsabilidad de los autores y no reflejan necesariamente las de la UPME ni comprometen a esta organización.



Elaborado por:

Eduardo Uribe – Coordinador del estudio
Guillermo Cruz – Especialista Económico
Santiago Arango – Especialista Ambiental
Carlos Ramírez – Especialista en Energía
Ismael León – Especialista en Energía
Efraín Domínguez – Especialista en Hidrología
Laura Catalina García - Profesional Apoyo en Economía
Juana María Reyes - Profesional Ambiental de Apoyo





TABLA DE CONTENIDO

1.	Introducción.....	14
2.	Objetivos.....	15
3.	Vulnerabilidad del sector energético al Cambio Climático.....	16
3.1	Intervenciones requeridas para el sistema eléctrico.....	20
4.	Portafolio de medidas de adaptación.....	21
4.1	Medidas de adaptación propuestas.....	21
4.2	Validación sectorial de medidas de adaptación.....	30
4.2.1	Validación con actores gubernamentales.....	30
4.2.2	Validación con agentes externos al sector.....	31
4.2.3	Validación con entidades del sector energético.....	33
4.2.4	Medidas de adaptación priorizadas.....	40
4.2.4.1	EJE ESTRATÉGICO 1: AMBIENTAL.....	41
4.2.4.2	EJE ESTRATÉGICO 2: OPTIMIZACIÓN EN LA GENERACIÓN Y TRASMISIÓN DE ENERGÍA.....	42
4.2.4.3	EJE ESTRATÉGICO 3: ENERGÍAS NO CONVENCIONALES.....	48
4.2.4.4	EJE ESTRATÉGICO 4: GESTIÓN DE LA DEMANDA.....	53
4.2.4.5	EJE ESTRATÉGICO 5: MEDIDAS INSTITUCIONALES.....	62
5.	Metodología para el análisis costo-beneficio de las medidas de adaptación.....	69
5.1	Introducción.....	69
5.2	Revisión de literatura.....	71
5.3	Caracterización económica de las herramientas asociadas a las medidas de adaptación.....	78
5.3.1	Incentivos económicos.....	78
5.3.2	Comando y control.....	79
5.3.3	Institucionales.....	80
5.4	Categorización y metodología de evaluación de los impactos (costos y beneficios) de las medidas de adaptación.....	80
5.4.1	Impactos financieros.....	82
5.4.2	Impactos ambientales.....	82
5.4.3	Impactos económicos y sociales.....	83
5.4.4	Impactos políticos e institucionales.....	84



5.4.5	Tipologías de Costos y Beneficios.....	84
5.4.5.1	Impactos Directos e Indirectos (externalidades)	86
5.4.5.2	Impactos Tangibles e Intangibles	86
5.5	Valoración económica de los impactos	86
5.5.1	Valoración Directa	87
5.5.2	Metodología de Costos Evitados	87
5.5.3	Metodología de Transferencia de Beneficios.....	88
5.5.4	Metodología de Valoración Aplicada a impactos de las medidas de adaptación	90
5.6	Análisis Costo – Beneficio de las medidas de adaptación	92
5.6.1	Parámetros	93
5.6.1.1	Horizonte de tiempo	93
5.6.1.2	Tasa de descuento.....	94
5.6.2	Indicadores	95
5.6.2.1	Valor Presente Neto	95
5.6.2.2	Relación Beneficio-Costo.....	96
5.6.2.3	Tasa interna de retorno	96
5.7	Análisis de Costo Beneficio financiero	97
5.8	Análisis Costo Beneficio social	98
5.9	Análisis de sensibilidad	99
5.9.1	Sensibilidad a Tasa de descuento	100
5.9.2	Sensibilidad a Costos	100
6.	Resultados Análisis Costo-Beneficio	100
6.1	Restauración activa de cuencas abastecedoras.....	100
6.2	Restauración pasiva de cuencas abastecedoras.....	102
6.3	Conservación de Ecosistemas Naturales	102
6.4	Control de la erosión en zonas agrícolas y mineras en cuencas abastecedoras	103
6.5	Uso Eficiente del agua en usos diferentes a la generación eléctrica.....	103
6.6	Aumento en la eficiencia de la generación eléctrica con fuentes convencionales	104
6.7	Optimización en la operación de embalses para disminuir la vulnerabilidad	104
6.8	Expansión de la capacidad instalada del sistema con plantas térmicas a carbón.....	105
6.9	Expansión de la capacidad instalada del sistema con plantas térmicas a gas.....	105
6.10	Expansión de la capacidad instalada del sistema con plantas hidroeléctricas.....	106



6.11	Promoción de la generación distribuida.....	106
6.12	Aumento en la eficiencia de la trasmisión eléctrica.....	107
6.13	Generación con Energía Solar.....	108
6.14	Generación con Energía Eólica	109
6.15	Generación con energía geotérmica	109
6.16	Generación con biomasa	110
6.17	Aumento de la eficiencia energética en el sector residencial	110
6.18	Aumento de la eficiencia energética en el sector Industrial	111
6.19	Aumento de la eficiencia energética en el sector terciario.....	111
6.20	Fortalecimiento de la gestión de la información para la toma de decisiones de adaptación del sector	112
6.21	Fortalecimiento de la capacidad de reacción ante eventos climáticos extremos.....	113
6.22	Inclusión de los posibles efectos del Cambio Climático en la planificación del sector eléctrico	113
6.23	Impulso a conexiones internacionales	114
7.	Hoja de ruta para la Adaptación	114
7.1	Medidas ambientales.....	115
7.1.1	Aumento en la Cobertura Vegetal Mediante la Revegetación Activa	117
7.1.2	Aumento en la cobertura vegetal mediante la re-vegetalización pasiva.....	120
7.1.3	Conservación de Ecosistemas Naturales.....	121
7.1.4	Control de la erosión en zonas agrícolas y mineras	123
7.1.5	Uso eficiente del agua en usos no-hidroeléctricos	126
7.2	Optimización en la generación y trasmisión.....	127
7.2.1	Optimización de la operación de los embalses.....	129
7.2.2	Aumento de la eficiencia de la generación con fuentes convencionales	129
7.2.3	Expansión de la capacidad instalada con fuentes convencionales	130
7.2.4	Promoción de la generación distribuida	131
7.2.5	Aumento en la eficiencia de la trasmisión	132
7.3	Fuentes no convencionales de energía.....	133
7.4	Gestión de la Demanda.....	139
7.5	Medidas institucionales	141
8.	Sistema de Monitoreo de la Hoja de Ruta	142
8.1	Indicadores.....	143



8.1.1	Indicadores para las Acciones y avances en la implementación	143
8.1.2	Indicadores para la Reducción de Vulnerabilidad	143
8.1.3	Indicadores para la contribución al desarrollo sostenible	144
8.2	Monitoreo	144
8.2.1	Monitoreo de las Acciones y avances en la implementación.....	145
8.2.2	Monitoreo de la Reducción de Vulnerabilidad.....	158
8.2.2.1	Vulnerabilidad Relativa	160
8.2.2.2	Vulnerabilidad Absoluta	165
8.2.3	Monitoreo de la contribución al desarrollo sostenible	176
8.3	Aseguramiento y control de calidad (QA/QC)	182
9.	Conclusiones	183
10.	Bibliografía	185
11.	Anexos.....	190
11.1	Supuestos de los modelos de costo beneficio	190
11.1.1	EJE ESTRATÉGICO 1: Ambiental.....	190
11.1.2	EJE ESTRATÉGICO 2: Optimización En La Generación Y Trasmisión De Energía	191
11.1.3	EJE ESTRATÉGICO 3: Fuentes No Convencionales De Energía	194
11.1.4	EJE ESTRATÉGICO 4: Gestión de la Demanda.....	195
11.1.5	EJE ESTRATÉGICO 5: Medidas Institucionales	196
11.2	Asistentes a los Talleres de Validación realizados	198
11.2.1	Taller 1 – 26 de Agosto 2014.....	198
11.2.2	Taller 2 – 16 de Septiembre de 2014	199
11.2.3	Taller 3 - 26 de Septiembre de 2014	200
11.2.4	Taller 4 - 28 de Octubre de 2014.....	201
11.2.5	Taller 5 - 21 de Noviembre de 2014.....	203



ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1: VULNERABILIDAD DE LOS EMBALSES AGREGADOS	19
FIGURA 2: COMPOSICIÓN DE LA GENERACIÓN DEL SIN EN 2013	20
FIGURA 3: DISTRIBUCIÓN DE USUARIOS NO REGULADOS Y REGULADOS EN EL SIN	38
FIGURA 4 ESCENARIO DE MÁXIMA REDUCCIÓN DEL PICO DE DEMANDA BAJO LA INTRODUCCIÓN DE TARIFAS TIEMPO-VARIANTES TOU Y FLAG EN BRASIL.....	40
FIGURA 5: DESARROLLO DEL TAMAÑO ÓPTIMO DE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN TÉRMICA.....	46
FIGURA 6: POTENCIAL MÁXIMO DE CAPACIDAD DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS EN LOS ESTRATOS 1, 2, 5 Y 6 DE ALGUNAS CIUDADES COLOMBIANAS.	50
FIGURA 7: COMPARACIÓN DE LOS COSTOS NIVELADOS LCOE FRENTE A LOS COSTOS DE LA ENERGÍA OBTENIDOS DE LA RED A PARTIR DE LAS TARIFAS, PARA ALGUNAS CIUDADES DE COLOMBIA.	51
FIGURA 8: COMPARACIÓN DE LAS TARIFAS DE ENERGÍA FRENTE A LOS COSTOS NIVELADOS DE ELECTRICIDAD CON CELDAS FOTOVOLTAICAS, BAJO LOS EFECTOS DE LOS INCENTIVOS DE IVA Y EXENCIÓN DE ARANCELES DE LA LEY 1715 DE 2014.....	52
FIGURA 9: ESCENARIO 450 PPM DE CO ₂ DE DESARROLLO ENERGÉTICO SUSTENTABLE DE LA AGENCIA INTERNACIONAL DE ENERGÍA PARA REVERTIR EL IMPACTO DEL CAMBIO CLIMÁTICO.....	54
FIGURA 10: EFICIENCIA DE LA MATRIZ ENERGÉTICA COLOMBIANA EN EL 2012.	55
FIGURA 11 EVOLUCIÓN DE LAS CURVAS AGREGADAS DE OFERTA- DEMANDA, PARA LA HORA 5 DEL VALLE DE LOS 2DOS JUEVES DE JULIO DEL MERCADO MAYORISTA ESPAÑOL	59
FIGURA 12: MAGNITUD DE LAS RECONCILIACIONES POSITIVAS Y NEGATIVAS POR ZONAS OPERATIVAS DESDE MAYO 2012 A OCTUBRE DE 2013.....	61
FIGURA 13: PLANTAS QUE CAPTURARON RENTAS POR CONGESTIÓN A TRAVÉS DE RECONCILIACIONES POSITIVAS E LAS RESTRICCIONES DE RED DURANTE EL PERIODO DICIEMBRE 2012- OCTUBRE 2013.....	61
FIGURA 14: COMPOSICIÓN DEL DESTINO DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA EN COLOMBIA EN 2012	65
FIGURA 15; CLASIFICACIÓN DE LOS PRIMEROS 50 PAÍSES DEL MUNDO SEGÚN EL ÍNDICE DE COMPETITIVIDAD ENERGÉTICA 66	
FIGURA 16: EVOLUCIÓN DE LA COMPOSICIÓN DE LA DEMANDA DE ELECTRICIDAD POR SECTORES DE LA ECONOMÍA ENE 2008- ENE 2014.	67
FIGURA 17: PRECIO QUE ENFRENTARON LOS GRANDES CONSUMIDORES EN AMÉRICA LATINA EN 2003.	67
FIGURA 18 TARIFAS ELÉCTRICAS PARA EL SECTOR INDUSTRIAL EN AMÉRICA LATINA EN EL PRIMER TRIMESTRE DE 2014.....	68
FIGURA 19 INSUMOS ANÁLISIS COSTO BENEFICIO (ACB).....	69
FIGURA 20: ETAPAS DEL ANÁLISIS COSTO BENEFICIO (ACB)	70
FIGURA 21 RELACIÓN DE PARTICIPANTES EN PSA.....	79
FIGURA 22 PASOS PARA ESTIMAR COSTOS EVITADOS.....	87
FIGURA 23 METODOLOGÍA COSTO EVITADO DEL GASTO EN AGUA.....	88
FIGURA 24 TRANSFERENCIA DE BENEFICIOS: TRANSFERENCIA DE VALORES	89
FIGURA 25 TRANSFERENCIA DE BENEFICIOS: TRANSFERENCIA DE FUNCIONES.....	90
FIGURA 26 IMPACTOS EVALUADOS POR VALORACIÓN DIRECTA	91
FIGURA 27 IMPACTOS AMBIENTALES EVALUADOS POR COSTOS EVITADOS	91
FIGURA 28 IMPACTOS SOCIO-ECONÓMICOS Y POLÍTICOS E INSTITUCIONALES EVALUADOS POR TRANSFERENCIA DE BENEFICIOS.....	92
FIGURA 29 INSUMOS Y RESULTADOS DEL ACB	92



FIGURA 30 ESTRUCTURA ANÁLISIS FINANCIERO	98
FIGURA 31 PASOS PARA PASAR DE ANÁLISIS FINANCIERO A SOCIAL	99
FIGURA 32 ACB FINANCIERO Y SOCIAL	99



ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1: MEDIDAS DE ADAPTACIÓN PROPUESTAS EN EL “ESTUDIO PARA DETERMINAR LA VULNERABILIDAD Y LAS OPCIONES DE ADAPTACIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO COLOMBIANO FRENTE AL CAMBIO CLIMÁTICO”	23
TABLA 2: MODIFICACIONES DESEABLES DE LA CURVA DE CARGA.	56
TABLA 3 : CRONOGRAMA DE ELEGIBILIDAD DEL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL.....	58
TABLA 4: REVISIÓN LITERATURA	73
TABLA 5: IMPACTOS DE LAS MEDIDAS DE ADAPTACIÓN	81
TABLA 6 IMPACTOS SOCIOECONÓMICOS Y SOCIALES	83
TABLA 7 CATEGORIZACIÓN DE LOS IMPACTOS (COSTOS Y BENEFICIOS) DE LAS MEDIDAS DE ADAPTACIÓN	85
TABLA 8 TIO Y TDS EN EL MARCO INTERNACIONAL.....	94
TABLA 9: INTERPRETACIÓN VPN	95
TABLA 10: INTERPRETACIÓN RBC.....	96
TABLA 11: INTERPRETACIÓN TIR.....	97
TABLA 12.COSTO BENEFICIO PARA RESTAURACIÓN ACTIVA DE CUENCAS	101
TABLA 13. COSTO BENEFICIO PARA RESTAURACIÓN PASIVA DE CUENCAS.....	102
TABLA 14. COSTO BENEFICIO DE LA CONSERVACIÓN DE LOS ECOSISTEMAS NATURALES.....	102
TABLA 15. COSTO BENEFICIO PARA CONTROL DE LA EROSIÓN EN ZONAS AGRÍCOLAS Y MINERAS EN CUENCAS ABASTECEDORAS	103
TABLA 16. COSTO BENEFICIO PARA USO EFICIENTE DEL AGUA EN USOS DIFERENTES A LA GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	103
TABLA 17. COSTO BENEFICIO PARA AUMENTO EN LA EFICIENCIA DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA CON FUENTES CONVENCIONALES.....	104
TABLA 18. COSTO BENEFICIO PARA OPTIMIZACIÓN DE LA OPERACIÓN DE LOS EMBALSES	104
TABLA 19. COSTO BENEFICIO PARA EXPANSIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA DEL SISTEMA CON PLANTAS TÉRMICAS A CARBÓN	105
TABLA 20. COSTO BENEFICIO PARA EXPANSIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA DEL SISTEMA CON PLANTAS TÉRMICAS A GAS	105
TABLA 21. COSTO BENEFICIO PARA EXPANSIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA DEL SISTEMA CON PLANTAS HIDROELÉCTRICAS	106
TABLA 22. COSTO BENEFICIO PARA PROMOCIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA	106
TABLA 23. COSTO BENEFICIO PARA AUMENTO DE LA EFICIENCIA DE LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA	107
TABLA 24. COSTO BENEFICIO PARA GENERACIÓN CON ENERGÍA SOLAR.....	108
TABLA 25. COSTO BENEFICIO PARA GENERACIÓN CON ENERGÍA EÓLICA.....	109
TABLA 26. COSTO BENEFICIO PARA GENERACIÓN CON ENERGÍA GEOTÉRMICA	109
TABLA 27. COSTO BENEFICIO PARA GENERACIÓN CON BIOMASA	110
TABLA 28. COSTO BENEFICIO PARA AUMENTO DE LA EFICIENCIA EN EL SECTOR RESIDENCIAL	110
TABLA 29. COSTO BENEFICIO PARA AUMENTO DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA EN EL SECTOR INDUSTRIAL	111
TABLA 30. COSTO BENEFICIO PARA AUMENTO DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA EN EL SECTOR TERCIARIO.....	112
TABLA 31. COSTO BENEFICIO PARA FORTALECIMIENTO DE LA GESTIÓN DE LA INFORMACIÓN PARA LA TOMA DE DECISIONES DE ADAPTACIÓN EN EL SECTOR	112



TABLA 32. COSTO BENEFICIO PARA FORTALECIMIENTO DE LA CAPACIDAD DE REACCIÓN ANTE EVENTOS CLIMÁTICOS EXTREMOS.....	113
TABLA 33. COSTO BENEFICIO PARA LA INCLUSIÓN DE LOS POSIBLES EFECTOS DEL CAMBIO CLIMÁTICO EN LA PLANIFICACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO	113
TABLA 34. COSTO BENEFICIO PARA IMPULSO A CONEXIONES INTERNACIONALES	114
TABLA 35 INFORMACIÓN ECONÓMICA DE LAS MEDIDAS AMBIENTALES DE ADAPTACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO AL CAMBIO CLIMÁTICO.....	116
TABLA 36 INFORMACIÓN ECONÓMICA DE LAS MEDIDAS DE ADAPTACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO AL CAMBIO CLIMÁTICO RELACIONADAS CON LA OPTIMIZACIÓN EN LA GENERACIÓN Y EN LA TRANSMISIÓN.....	128
TABLA 37 INFORMACIÓN ECONÓMICA DE LAS MEDIDAS DE ADAPTACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO AL CAMBIO CLIMÁTICO RELACIONADAS CON FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA.....	133
TABLA 38 INFORMACIÓN ECONÓMICA DE LAS MEDIDAS DE ADAPTACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO AL CAMBIO CLIMÁTICO RELACIONADAS LA GESTIÓN DE LA DEMANDA.....	139
TABLA 39INFORMACIÓN ECONÓMICA DE LAS MEDIDAS DE ADAPTACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO AL CAMBIO CLIMÁTICO RELACIONADAS CON EL FORTALECIMIENTO INSTITUCIONAL.....	141
TABLA 40.MONITOREO DE LAS HECTÁREAS RESTAURADAS DE MANERA PASIVA.....	145
TABLA 41.MONITOREO DE LAS HECTÁREAS RESTAURADAS DE MANERA ACTIVA (INCLUYE REFORESTACIÓN Y RE-VEGETALIZACIÓN ASISTIDA)	145
TABLA 42.MONITOREO DE LAS HECTÁREAS DE ECOSISTEMAS NATURALES CONSERVADOS	146
TABLA 43.MONITOREO DE LAS HECTÁREAS CON EROSIÓN SEVERA RESTAURADAS.....	146
TABLA 44.MONITOREO DE LAS HECTÁREAS CON EROSIÓN LEVE RESTAURADAS	147
TABLA 45.MONITOREO DEL COSTO DE LA RESTAURACIÓN PASIVA	147
TABLA 46 MONITOREO DEL COSTO DE RESTAURACIÓN ACTIVA	148
TABLA 47 MONITOREO DEL COSTO DE CONSERVACIÓN DE ECOSISTEMAS NATURALES	148
TABLA 48.MONITOREO DE LOS COSTOS ASOCIADOS AL CONTROL Y REMEDIACIÓN DE LA EROSIÓN	149
TABLA 49.MONITOREO DEL AHORRO DE AGUA ALCANZADO EN USO DOMÉSTICO	149
TABLA 50.MONITOREO DE LOS COSTOS ASOCIADOS A MEDIDAS DE AHORRO DE AGUA EN USO DOMÉSTICO	150
TABLA 51.MONITOREO DE LA CAPACIDAD INSTALADA CON PLANTAS TÉRMICAS A GAS.....	150
TABLA 52.MONITOREO DE LA CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN CON ENERGÍA EÓLICA.....	151
TABLA 53.MONITOREO DE LOS COSTOS ASOCIADOS A LA GENERACIÓN CON GAS.....	151
TABLA 54.MONITOREO DE LOS COSTOS ASOCIADOS A LA GENERACIÓN EÓLICA.....	152
TABLA 55.MONITOREO DEL AUMENTO DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA EN EL SECTOR RESIDENCIAL	152
TABLA 56.MONITOREO DE LOS COSTOS DE MEDIDAS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA EN EL SECTOR RESIDENCIAL.....	153
TABLA 57.MONITOREO DEL AUMENTO DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA EN EL SECTOR TERCARIO	153
TABLA 58.MONITOREO DE LOS COSTOS DE LAS MEDIDAS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA EN EL SECTOR TERCARIO	154
TABLA 59.MONITOREO DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA EN EL SECTOR INDUSTRIAL	155
TABLA 60.MONITOREO DE LOS COSTOS DE LAS MEDIDAS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA EN EL SECTOR INDUSTRIAL	155
TABLA 61.MONITOREO DE LOS RECURSOS DESTINADOS AL FORTALECIMIENTO DE LA GESTIÓN DE LA INFORMACIÓN	155
TABLA 62.MONITOREO DE LOS RECURSOS ASOCIADOS AL FORTALECIMIENTO DE LA GESTIÓN DEL RIESGO	156
TABLA 63.MONITOREO DE LOS RECURSOS DESTINADOS AL FORTALECIMIENTO DE LA UPME.....	157
TABLA 64.MONITOREO DE LA CAPACIDAD ADICIONAL INSTALADA DEBIDO A CONEXIONES INTERNACIONALES	157
TABLA 65.MONITOREO A LOS RECURSOS DESTINADOS A CONEXIONES INTERNACIONALES	158
TABLA 66.MONITOREO A LA VULNERABILIDAD RELATIVA DEL EMBALSE CARIBE.....	160



TABLA 67. MONITOREO A LA VULNERABILIDAD RELATIVA DEL EMBALSE ANTIOQUIA 1	160
TABLA 68. MONITOREO A LA VULNERABILIDAD RELATIVA DEL EMBALSE ANTIOQUIA 2	161
TABLA 69. MONITOREO A LA VULNERABILIDAD RELATIVA DEL EMBALSE CALDAS	161
TABLA 70. MONITOREO A LA VULNERABILIDAD RELATIVA DEL EMBALSE CAUCA	162
TABLA 71. MONITOREO A LA VULNERABILIDAD RELATIVA DEL EMBALSE TOLIMA	162
TABLA 72. MONITOREO A LA VULNERABILIDAD RELATIVA DEL EMBALSE PACÍFICO	163
TABLA 73. MONITOREO A LA VULNERABILIDAD RELATIVA DEL EMBALSE BOGOTÁ	163
TABLA 74. MONITOREO A LA VULNERABILIDAD RELATIVA DEL EMBALSE HUILA	164
TABLA 75. MONITOREO A LA VULNERABILIDAD RELATIVA DEL EMBALSE ORIENTE 1	164
TABLA 76. MONITOREO A LA VULNERABILIDAD RELATIVA DEL EMBALSE ORIENTE 2	165
TABLA 77. MONITOREO A LA VULNERABILIDAD ABSOLUTA DEL EMBALSE CARIBE	165
TABLA 78. MONITOREO A LA VULNERABILIDAD ABSOLUTA DEL EMBALSE ANTIOQUIA 1	166
TABLA 79. MONITOREO A LA VULNERABILIDAD ABSOLUTA DEL EMBALSE ANTIOQUIA 2	166
TABLA 80. MONITOREO A LA VULNERABILIDAD ABSOLUTA DEL EMBALSE CALDAS	167
TABLA 81. MONITOREO A LA VULNERABILIDAD ABSOLUTA DEL EMBALSE CAUCA	167
TABLA 82. MONITOREO A LA VULNERABILIDAD ABSOLUTA DEL EMBALSE TOLIMA	168
TABLA 83. MONITOREO A LA VULNERABILIDAD ABSOLUTA DEL EMBALSE PACÍFICO	168
TABLA 84. MONITOREO A LA VULNERABILIDAD ABSOLUTA DEL EMBALSE BOGOTÁ	169
TABLA 85. MONITOREO A LA VULNERABILIDAD ABSOLUTA DEL EMBALSE HUILA	169
TABLA 86. MONITOREO A LA VULNERABILIDAD ABSOLUTA DEL EMBALSE ORIENTE 1	170
TABLA 87. MONITOREO A LA VULNERABILIDAD ABSOLUTA DEL EMBALSE ORIENTE 2	171
TABLA 88. MONITOREO DE LA DISMINUCIÓN EN LA VARIABILIDAD INTER-TEMPORAL DE LAS AFLUENCIAS A LOS EMBALSES	171
TABLA 89. MONITOREO DEL AUMENTO DEL VOLUMEN DE AGUA ALMACENADA EN LOS EMBALSES AGREGADOS DURANTE LOS MESES SECOS	172
TABLA 90. MONITOREO DEL NÚMERO DE HORAS ANUALES DE RACIONAMIENTO ENERGÉTICO	172
TABLA 91. MONITOREO DEL NÚMERO DE HORAS ANUALES DE RACIONAMIENTO ENERGÉTICO	173
TABLA 92. MONITOREO DEL COSTO ANUAL DEL RACIONAMIENTO ENERGÉTICO	173
TABLA 93. MONITOREO DE LA PARTICIPACIÓN DE CADA UNA DE LAS FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA	174
TABLA 94. MONITOREO DEL AUMENTO DE LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN CON FUENTES CONVENCIONALES	174
TABLA 95. MONITOREO DE LA RELACIÓN ENTRE LA ENERGÍA TOTAL GENERADA Y LA DEMANDA TOTAL DE ENERGÍA (INCLUYE TANTO FUENTES CONVENCIONALES COMO NO CONVENCIONALES)	175
TABLA 96. MONITOREO DE LA RELACIÓN ENTRE LA ENERGÍA TOTAL GENERADA Y LA DEMANDA TOTAL DE ENERGÍA (INCLUYE TANTO FUENTES CONVENCIONALES COMO NO CONVENCIONALES)	175
TABLA 97. MONITOREO DEL NIVEL DE INGRESO EN ZONA RESTAURADAS	176
TABLA 98. MONITOREO DEL CAMBIO EN LOS ÍNDICES DE BIODIVERSIDAD	176
TABLA 99. MONITOREO DE LAS TONELADAS DE SUELO NO EROSIONADAS (EROSIÓN EVITADA)	177
TABLA 100. MONITOREO DE LA VARIACIÓN INTER-TEMPORAL DE LOS CAUDALES DE LAS FUENTES DE AGUA EN LAS CUENCAS RESTAURADAS	177
TABLA 101. MONITOREO DE LA VARIACIÓN DE LOS INDICADORES DE BIODIVERSIDAD DE LOS RECURSOS ICTIOLÓGICOS EN LAS FUENTES DE AGUA EN LAS ÁREAS RESTAURADAS	178
TABLA 102. MONITOREO DE LA CALIDAD DEL AGUA DE LAS FUENTES DE LAS CUENCAS RESTAURADAS	179
TABLA 103. MONITOREO DE LA DISMINUCIÓN DE LA OCURRENCIA DE DESASTRES DE ORIGEN ANTRÓPICO EN LAS CUENCAS RESTAURADAS	179



TABLA 104. MONITOREO DEL AUMENTO DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA EN EL SECTOR RESIDENCIAL	180
TABLA 105. MONITOREO DEL AUMENTO DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA EN EL SECTOR TERCIARIO	180
TABLA 106. MONITOREO DEL AUMENTO DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA EN EL SECTOR INDUSTRIAL.....	181
TABLA 107. MONITOREO DE EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO (GEI) Y DE CONTAMINANTES LOCALES EVITADOS COMO CONSECUENCIA DE LAS MEDIDAS DE ADAPTACIÓN.....	181
TABLA 108. MONITOREO DEL MONTO DE LOS SUBSIDIOS EVITADOS.....	182



1. Introducción

El presente define el mapa de ruta para la adaptación del sector energético colombiano frente al Cambio Climático. Incluye acciones de fortalecimiento interinstitucional para la adaptación al Cambio Climático, un portafolio de medidas de adaptación costo-beneficiosas para el sector energético y la sociedad en su conjunto, indicadores y de un sistema de monitoreo a los factores de vulnerabilidad y a las medidas de adaptación identificadas para el sector.

Este trabajo se da en el marco del documento CONPES 3700 de 2011 que establece los lineamientos para la formulación del Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático, liderado por el Departamento Nacional de Planeación (DNP) con participación de la Unidad Nacional de Gestión de Riesgo de Desastres (UNGRD), el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia (IDEAM) y el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS) y la colaboración de las entidades sectoriales: Ministerio de Minas y Energía (MME) y de la UPME. Este proyecto responde a las exigencias de la Ley 1450 de 2011, artículo 217, que exige que *“Las entidades públicas del orden nacional deberán incorporar en sus Planes Sectoriales una estrategia de adaptación al Cambio Climático conforme a la metodología definida por el DNP, el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial y el IDEAM y revisado por los mismos previo a la autorización final por parte del CONPES”*.

Con este trabajo se propone, para el subsector energético, las medidas más adecuadas, efectivas y eficientes para reducir su vulnerabilidad, el riesgo y los impactos asociados al Cambio Climático. Este trabajo se desarrolló con la participación activa de los gremios del subsector y de otros actores relevantes.

El presente informe constituye el informe final del estudio contratado por la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME. Incluye la definición de las estrategias para la adopción del mapa de ruta de la adaptación del sector hidroeléctrico al Cambio Climático. Contiene los resultados de la validación sectorial de las medidas identificadas como apropiadas y priorizadas en el portafolio de medidas de adaptación de la consultoría *“Estudio para determinar la vulnerabilidad y las opciones de adaptación del sector energético colombiano frente al Cambio Climático”* (UPME, 2013). También incluye una evaluación de los costos de las medidas de adaptación propuestas como prioritarias, y una propuesta de metodología para la valoración de las externalidades de las medidas de adaptación priorizadas, sus beneficios asociados, impactos ambientales y barreras para su implementación. Asimismo, se presenta la metodología en detalle utilizada para el análisis costo beneficio (ACB) de las medidas de adaptación propuestas y consideradas como prioritarias bajo escenarios de Cambio Climático en el sector de generación de energía eléctrica. Por último, se presentan los resultados de la evaluación costo-beneficio para las medidas de adaptación, la propuesta de mapa de hoja de ruta, y los indicadores y el sistema de monitoreo de la implementación de la estrategia de adaptación al Cambio Climático del sector hidroeléctrico.



2. Objetivos

Los objetivos específicos de la consultoría, de acuerdo con los Términos de Referencia, son:

- 1) Definir el alcance del nivel de adaptación requerido por el sistema eléctrico, con base en parámetros de robustez del sistema y en caso de requerirse, la necesidad y grado de intervención del mismo.
- 2) Validar sectorialmente las medidas identificadas como apropiadas y priorizadas en el portafolio de medidas de adaptación de la consultoría "Estudio para determinar la vulnerabilidad y las opciones de adaptación del sector energético colombiano frente al Cambio Climático" (UPME, 2013), analizando para ello los requisitos requeridos regulatorios, técnicos, financieros, económicos, de información, ambientales y sociales, entre otros.
- 3) Proponer una priorización de medidas y de instrumentos de implementación, monitoreo de la estrategia y plan de acción con base en las características del sector y en el nivel de adaptación requerido.
- 4) Evaluar los costos de las medidas de adaptación propuestas como prioritarias, y cuantificar las externalidades de las medidas de adaptación priorizadas, sus beneficios asociados, impactos ambientales y barreras para su implementación. Además de evaluar el marco normativo y regulatorio y generar recomendaciones para facilitar la implementación de estas acciones en el sector energético.
- 5) Desarrollar análisis costo beneficio (ACB) de las medidas de adaptación propuestas y consideradas como prioritarias ante eventos climáticos extremos bajo escenarios de Cambio Climático en el sector eléctrico de generación.
- 6) Identificar estrategias de fortalecimiento interinstitucional para la adaptación del sector hidroenergético al Cambio Climático.
- 7) Proponer un plan de acción de la estrategia para la implementación de las medidas de adaptación, clasificando las medidas en corto, mediano y largo plazo, así como potenciales fuentes (existentes o nuevas que incluyan fuentes nacionales e internacionales) para su financiación.
- 8) Diseñar y proponer un subsistema de monitoreo del plan de acción propuesto el cual contempla el diseño conceptual del sistema de monitoreo del plan de acción mediante la identificación de variables e indicadores y responsables en el sector de generación eléctrica y entidades públicas o privadas y actores que se considere tienen competencias o que son clave (comunidades, sociedad civil).



3. Vulnerabilidad del sector energético al Cambio Climático

Para efectos del “*Estudio para determinar la vulnerabilidad y las opciones de adaptación del sector energético colombiano frente al Cambio Climático*” (UPME, 2013) se agregaron los embalses para generación de electricidad del país. Con base en estos embalses agregados se corrieron los análisis hidrológicos y energéticos necesarios para determinar la vulnerabilidad del sector energético, y de esos embalses agregados, ante el Cambio Climático.

Con base en la agrupación de embalses (embalses agregados), se realizó una caracterización y proyección de los regímenes de afluencias para cada uno de ellos. Se encontró que en seis de los once embalses se presenta una disminución en los valores medios de precipitación mensual. Sin embargo la tendencia fue significativa solo para tres de los seis embalses. En los embalses agregados restantes, el modelo indicó un aumento en los valores medios de precipitación, aunque la tendencia solo fue significativa para un embalse.

El estudio predijo la precipitación en los embalses agregados, bajo distintos escenarios de Cambio Climático, usando las estaciones de precipitación ubicadas dentro del área de influencia de cada embalse agregado. Los cambios en precipitación (período 2011-2040) fueron promediados para cada escenario obteniéndose así las precipitaciones mensuales. Este modelo hidrológico identificó, escenario por escenario, las variaciones en la precipitación en las zonas de influencia de cada embalse agregado. Con base en esto se realizó una proyección a futuro de los caudales mensuales. Se encontró, en general, que todos los embalses agregados presentarán una disminución en sus caudales afluentes mensuales y anuales, para los tres escenarios de Cambio Climático analizados (A2, B2 y A1B).

Teniendo en cuenta la información obtenida del modelo hidrológico, se corrió un modelo que buscaba encontrar un equilibrio competitivo en el horizonte temporal para el Sistema Interconectado. El estudio también consideró una aproximación a la red de transmisión vía restricciones en las transferencias de potencia entre las áreas eléctricas en que se dividió el mercado. Además, consideró un mecanismo común de cubrimiento frente al riesgo como fue la energía comprometida en contratos de largo plazo.

Teniendo en cuenta los escenarios de Cambio Climático, el modelo para el afluente de energía a futuro al SIN sugirió una incapacidad del sistema para abastecer la demanda mediante los aportes hidrológicos exclusivamente. Es claro que sin el respaldo de la generación térmica a futuro se presentaría una escasez de energía en el país.

En cuanto a la capacidad de regulación hidrológica de las cuencas generadoras, el estudio encontró que aquellos con mayor capacidad presentan una generación con una menor variabilidad, mientras que los agentes que tienen una menor capacidad de regulación presentan una variabilidad mayor, variabilidad cercana al comportamiento de los afluentes hidrológicos. Se resalta también que este efecto es impactado sensiblemente por el nivel de contratación a largo plazo que tengan los agentes en el mercado. Es necesario aclarar que el análisis fue realizado con valores promedios mensuales tanto para la generación como para los precios. Por lo tanto, comportamientos típicos de la operación diaria o semanal como son los periodos de alta y baja demanda quedan atenuados en la resolución mensual.



A partir de los modelos hidrológicos desarrollados bajo escenarios de Cambio Climático, el estudio determinó la vulnerabilidad de cada uno de los embalses agregados ante el Cambio Climático. Ésta se determinó por medio de una priorización de diferentes factores. La vulnerabilidad así estimada fue utilizada como insumo para la identificación de las medidas de adaptación para reducir la exposición y/o vulnerabilidad del SIN, a las amenazas actuales y futuras asociadas al Cambio Climático y la variabilidad climática. Los factores tenidos en cuenta para la priorización corresponden a:

- La magnitud del cambio en las afluencias al embalse como consecuencia del Cambio Climático.
- La magnitud de los aumentos en la variabilidad climática como consecuencia del Cambio Climático.
- El número de meses del año en los que la variabilidad climática aumentaría como consecuencia del Cambio Climático.
- La importancia relativa del embalse para el país, en términos de capacidad de generación de energía eléctrica.
- La Resiliencia del Embalse, dada por su capacidad para recuperarse de perturbaciones climáticas extremas. Esto se determina con base en la capacidad de almacenamiento del embalse.

Con estos factores se calculó haciendo uso de la fórmula que se presenta a continuación, para cada embalse agregado, un índice de vulnerabilidad:

$$\text{Índice de Vulnerabilidad} = 100 * \frac{[-\Delta A] * NM * Re}{OVC * IR}$$

En donde ΔA corresponde al porcentaje de cambio en las afluencias al embalse como consecuencia del Cambio Climático, NM es el número de meses del año en los que la variabilidad climática aumentaría como consecuencia del Cambio Climático y Re es la Resiliencia del embalse, determinada a partir de la capacidad de almacenamiento total de los embalses físicos que componen el embalse agregado. OVC Es el Orden según la Variabilidad Climática (varía entre 1 y 11; donde 1 es el embalse que tendrá un mayor aumento en la variabilidad climática) e IR es la Importancia Relativa que el embalse representa para el país en términos de capacidad de generación de energía.

Con los resultados obtenidos de éste cálculo, los embalses fueron clasificados en cuatro niveles, establecidos considerando la capacidad que tendría un embalse agregado para generar energía de acuerdo al valor obtenido por el índice de vulnerabilidad.

1. **Nivel 1:** Embalses agregados con Índice de Vulnerabilidad mayor a 100. Son los embalses agregados más vulnerables y expuestos a las amenazas del Cambio Climático. Su capacidad para generar energía en el futuro se podrá ver seriamente limitada o condicionada por el Cambio Climático y la variabilidad climática. Estos embalses serán prioritarios para la definición de las medidas de adaptación.
2. **Nivel 2:** Embalses agregados con Índice de Vulnerabilidad menor a 100 y mayor a 10. Son embalses agregados cuya capacidad para generar energía en el futuro podrá verse limitada o condicionada por el Cambio Climático y la variabilidad climática. Si bien no se espera que estos

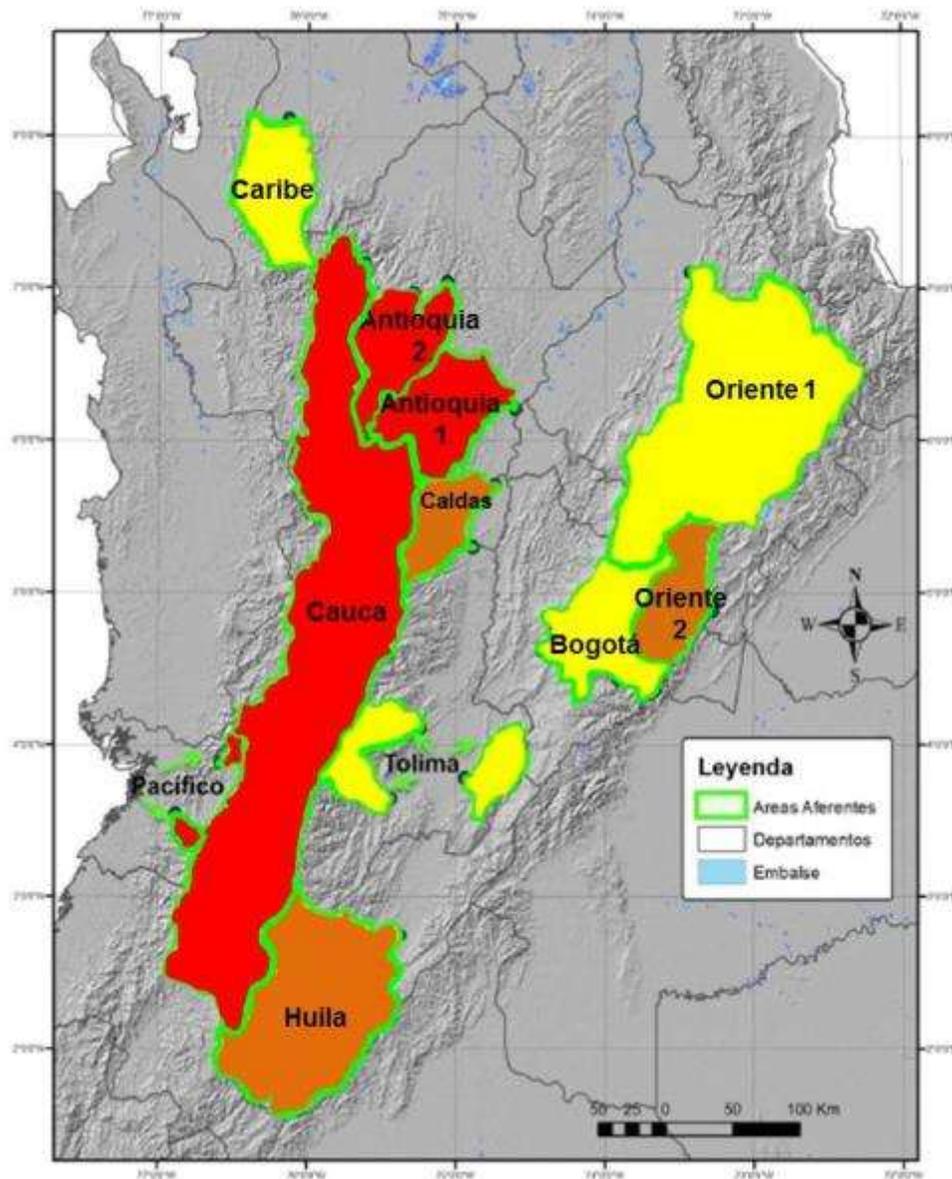


embalses sufran efectos significativos, las consecuencias del Cambio Climático sobre su capacidad de generación deben ser consideradas.

3. **Nivel 3:** Embalses agregados con Índice de Vulnerabilidad menor a 10 y mayor a 0. Son embalses agregados cuya capacidad para generar energía podría verse ligeramente limitada o condicionada por el Cambio Climático y la variabilidad climática. Se recomienda considerar los efectos del Cambio Climático sobre su capacidad de generación, especialmente en el largo plazo.
4. **Nivel 4:** Embalses agregados con Índice de Vulnerabilidad negativo. Son aquellos embalses que probablemente no se verán afectados negativamente por el Cambio Climático, pudiendo incluso resultar beneficiados. Para estos embalses el Cambio Climático podría constituir una oportunidad más que una amenaza.

El estudio determinó que los embalses agregados en su totalidad no presentan algún tipo de vulnerabilidad positiva. Es decir, el Cambio Climático no generaría oportunidades para el aumento en la generación en ningún embalse agregado. Por el contrario, todos los embalses agregados se verían afectados negativamente en cuanto a su capacidad efectiva de generación. El siguiente mapa presenta el nivel de vulnerabilidad de los embalses agregados.

FIGURA 1: VULNERABILIDAD DE LOS EMBALSES AGREGADOS



Embalses en rojo: Vulnerabilidad Nivel 1, Embalses en Naranja: Vulnerabilidad Nivel 2, Embalses en Amarillo Vulnerabilidad Nivel 3

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

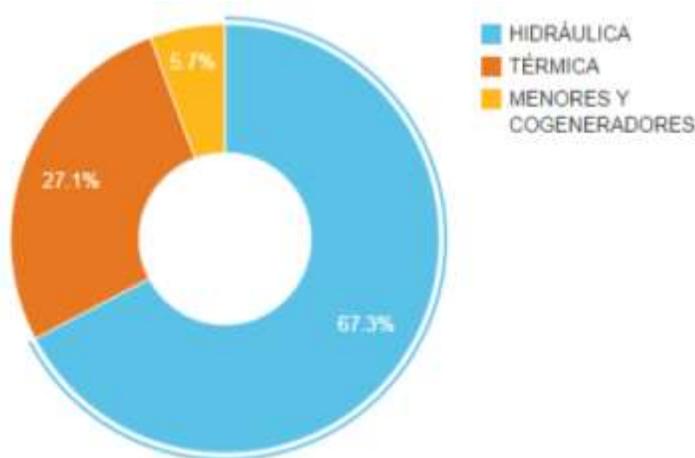
3.1 Intervenciones requeridas para el sistema eléctrico

Retomando los indicadores usados para determinar la vulnerabilidad del sistema, se tiene que las intervenciones principales se deben realizar sobre todos aquellos factores que afecten las afluencias a los embalses, la capacidad de recuperación ante perturbaciones (capacidad de almacenamiento) de los embalses y la capacidad de generación de energía eléctrica del país.

En consecuencia, una de las primeras intervenciones requeridas sería el incremento y conservación de la cobertura vegetal actual en las cuencas abastecedoras de los embalses agregados. Esto a fin de prevenir cambios en los ciclos de recarga de las cuencas, prevenir la acumulación de sedimentos por deslizamientos en masa y por la erosión generada por conflictos de uso del suelo resultados de la erosión y prevenir pérdidas de agua por evaporación.

Teniendo en cuenta las observaciones del estudio realizado por OPTIM – ACON, otra de las intervenciones requeridas para el sistema eléctrico para reducir su vulnerabilidad, es la diversificación de fuentes de generación de energía. Actualmente, la generación hídrica en Colombia corresponde al 67.3%, la generación térmica al 27.1% y solo un 5.7% de la energía es generada a partir de otras fuentes, generando una dependencia sobre el recurso hídrico para la generación eléctrica.

FIGURA 2: COMPOSICIÓN DE LA GENERACIÓN DEL SIN EN 2013



Fuente: Fuente: XM 2013

La figura 2 muestra la composición de la generación eléctrica en el país. Como se observa el 5.7% de los generadores corresponde a generadores menores y cogeneradores; y dentro de este grupo, la generación hidráulica por plantas menores continúa siendo la fuente más relevante con un 77%. Como lo menciona el estudio, la capacidad de generación hidráulica instalada no sería suficiente para satisfacer las demandas futuras. Claramente, una de las medidas de adaptación debe ser el aumento de la capacidad de generación instalada, haciendo uso tanto de fuentes convencionales como no convencionales.



El Plan Energético Nacional 2006-2025 propone una evaluación integral de las tecnologías que, como las calderas de lecho fluidizado, y la Integración de Gasificación y Ciclo Combinado, permitirían el uso limpio de combustibles fósiles. Además, el carbón representa para Colombia una importante oportunidad como medida de adaptación al Cambio Climático, pues puede contribuir a la diversificación de las fuentes de energía, disminuye la vulnerabilidad a eventos climáticos extremos (sequías), y aumenta la seguridad energética del país (UPME, 2013). Por esa razón, la expansión de la capacidad de generación de electricidad con carbón forma parte del portafolio de opciones de adaptación al Cambio Climático.

Por último, otra de las medidas de adaptación a tener en cuenta es la eficiencia en el uso y manejo de los recursos energéticos. El crecimiento de la demanda de energía es consecuente con el crecimiento económico del país, la demanda de energía se concentra principalmente en los grandes centros poblados de la región andina y la costa atlántica en el sector residencial y representa el 41% del total de la demanda de energía eléctrica en Colombia (UPME, 2012). Por lo tanto, el impacto de medidas encaminadas a reducir la demanda y a aumentar la eficiencia en el uso de energía en este sector puede reducir de manera significativa la vulnerabilidad del sector al Cambio Climático.

4. Portafolio de medidas de adaptación

A continuación se presentan las medidas de adaptación propuestas originalmente y los comentarios que se recibieron en cada uno de los talleres realizados para su validación. Las medidas de adaptación finales y priorizadas una vez desarrollados los tres talleres, se encuentran en la siguiente sección.

4.1 Medidas de adaptación propuestas

Teniendo en cuenta los factores analizados que determinan la vulnerabilidad del sistema energético, se propusieron diferentes tipos de medidas de adaptación que permitirían mejorar la resiliencia del sistema en general. Como sucedió con los eventos climáticos extremos de los 90's y que llevaron al sistema al desarrollo de una serie de nuevas políticas y medidas de adaptación, el *"Estudio para determinar la vulnerabilidad y las opciones de adaptación del sector energético colombiano frente al Cambio Climático"*, propuso un portafolio de medidas de adaptación que buscan, por una parte, la creación de condiciones que disminuyan la vulnerabilidad del sector eléctrico al Cambio Climático y asegurar a los distintos agentes que participan en el mercado, incluidos los compradores, costos y precios competitivos.

Estas medidas deben generar beneficios sociales mayores a sus costos en el largo plazo; ese balance positivo las hará justificables. Es probable, sin embargo, que los beneficios y los costos de esas medidas no estén uniformemente distribuidos entre todos los sectores de la economía. En todo caso, sería necesario que la sociedad en su conjunto perciba en el mediano y en el largo plazo un beneficio neto positivo.



Las medidas propuestas se encontraban divididas en dos grandes grupos:

- Medidas adaptación de nivel nacional
- Medidas de adaptación de los niveles regional y local

Las primeras, medidas son de alcance nacional, aplicables a todos los agentes y regiones del país. Estas fueron clasificadas teniendo presentes los resultados deseados con la implementación de cada una de ellas. Se establecieron los siguientes grupos: las medidas que buscan la Optimización del Uso de las Fuentes Convencionales de Energía, la Diversificación de las Fuentes de Energía (impulso a las FNCE), la Optimización del Consumo y las que involucran la creación y modificación de Políticas Ambientales.

Aquellas medidas de adaptación dirigidas a la optimización del uso de las fuentes convencionales de Energía que buscan asegurar una oferta suficiente y permanente de electricidad a costos sociales bajos en el mediano y largo plazo fueron agrupadas en un solo grupo. Esto incluye, por una parte, el mejoramiento de la eficiencia en los procesos de generación y de transmisión; y por otra, la utilización en el tiempo de una combinación óptima de esas fuentes de energía. Esto último, además de contribuir a disminuir los costos sociales y ambientales asociados a la generación y a la transmisión de energía, podría crear nuevas oportunidades y beneficios, en el mediano y largo plazo.

Por su parte, las medidas de adaptación enfocadas a la diversificación de fuentes de energía (FNCE) buscan el aprovechamiento de las fuentes disponibles; y al tiempo que se diversifican las opciones de generación, se aumenta la robustez y se disminuye la vulnerabilidad del sistema. Hasta el momento se han hecho esfuerzos en materia legal, normativa y de política para promover las FNCE a través de la implementación de incentivos propuestos de manera genérica en la legislación y en los distintos planes (PEN, y PROURE).

Sin embargo, aún no se ha logrado que los incentivos sean los suficientemente efectivos para generar un desarrollo significativo de las FNCE en el país. Por este motivo, los análisis financieros/económicos, dirigidos a asegurar la competitividad de estas fuentes y el desarrollo de nuevos proyectos de generación, deben incluir el valor de los beneficios sociales asociados a la utilización de esas fuentes (menor vulnerabilidad, adaptación, beneficios ambientales). Además, resulta necesario caracterizar y dimensionar el aporte de las FNCE como parte del planeamiento energético nacional y regional. La justificación para dichos incentivos debe buscarse en el valor económico de los beneficios sociales y ambientales que resultarían de la menor vulnerabilidad del sector eléctrico a los eventos climáticos extremos.

Con las medidas para la Optimización del Consumo, se busca que la electricidad consumida genere los mayores beneficios sociales a los menores costos en el mediano y largo plazo. En este caso se consideran acciones en el sector residencial, en el industrial, comercial, público y de servicios; así como para autogeneración.

Por último, en el grupo de medidas de políticas ambientales se incluyen las dirigidas hacia la Conservación de Cuencas y de Ecosistemas de Interés Nacional de manera que se disminuya la vulnerabilidad y se mitiguen los efectos del Cambio Climático sobre la hidrología de las distintas regiones.

La siguiente tabla presenta las medidas de adaptación propuestas en un principio por el “*Estudio para determinar la vulnerabilidad y las opciones de adaptación del sector energético colombiano frente al Cambio Climático*”.

TABLA 1: MEDIDAS DE ADAPTACIÓN PROPUESTAS EN EL “ESTUDIO PARA DETERMINAR LA VULNERABILIDAD Y LAS OPCIONES DE ADAPTACIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO COLOMBIANO FRENTE AL CAMBIO CLIMÁTICO”

Grupo de Política	Componente de Política	Programa	Acciones/Medida	Entidad responsable	Meta	Plazo
ENERGÉTICO	<i>Optimización del Uso de las Fuentes Convencionales de Energía (9.2.1.2.)</i>	1. Eficiencia en la Generación	Mantener y profundizar el sistema de incentivos económicos del mercado de electricidad gestado por las Leyes 142 y 143 de 1993 y sus normas reglamentarias.	MME UPME CREG	Decretos MME regulaciones CREG	Permanente
			Ajuste precio tasas de uso de agua	MADS	Decreto	1 año
			Caudal Ecológico	MADS	Decreto	1 año
			Regulación emisiones	MADS	Decreto(s)	Permanente
		2. Eficiencia en la Transmisión	Mantener y profundizar el sistema de incentivos económicos del mercado de electricidad gestado por las Leyes 142 y 143 de 1993 y sus normas reglamentarias.	MME UPME CREG	Decreto(s)	Permanente
			Mantenimiento actualizado de Planes de Reducción de Pérdidas	Empresas Superintendencia	Planes	Permanente
			Mantenimiento actualizado de los límites de pérdidas aceptables.	Empresas Superintendencia	Resolución CREG	Permanente
		3. Aumento en la capacidad de generación con Fuentes Convencionales	Implementación Plan Energético Nacional 2006-2025 Implementación del Plan de Expansión de Referencia 2013-2025	MME	Las metas del Plan	Permanente
			Considerar de forma explícita en los planes de expansión en generación y transmisión de energía	MME UPME CREG	Planes	Permanente

Grupo de Política	Componente de Política	Programa	Acciones/Medida	Entidad responsable	Meta	Plazo	
<i>Diversificación de las Fuentes de Energía (9.2.1.2.)</i>			eléctrica, los riesgos asociados al Cambio Climático.				
			Desarrollar una infraestructura suficiente para el transporte de gas natural.	MME	Infraestructura suficiente	Permanente	
			Que el ENFICC que reportan los generadores sea el más conservador posible: utilizando la hidrología más crítica; y (en las térmicas) la garantía física del combustible se base en contratos.	Empresas UPME	ENFICC's conservadores	Permanente	
		4. Cambios regulatorios	Remover el límite de 19.9 MW para acceso de FVCE al SIN				
			Tarifa diferenciada para un mercado de energía de FNCE	MME UPME CREG	Resolución CREG	1 año	
			Facilitar la entrada al SIN de proyectos de cogeneración y/o autogeneración de pequeña y mediana capacidad.	MME UPME CREG	Resolución CREG	1 año	
			Diseñar un Cargo por Confiabilidad que reconozca la naturaleza y la temporalidad de las fuentes no convencionales de energía.	MME UPME CREG	Resolución CREG	1 año	
			Rediseñar el sistema de subsidios a los combustibles para la generación con fuentes fósiles de energía en ZNI para que esos mismos recursos permitan transitar gradualmente hacia FNCE	MME UPME CREG	Resolución CREG	1 año	

Grupo de Política	Componente de Política	Programa	Acciones/Medida	Entidad responsable	Meta	Plazo
			en las ZNI.			
		5. Energía Solar	Las mismas acciones del Programa 4	Las mismas entidades, metas y plazos del Programa 4		
			Construcción de base de información pública sobre oferta de energía solar en Colombia	IPSE IDEAM UPME	Base pública de Información para toma de decisiones de inversión	Permanente
			Adelantar los programas de investigación sobre energía solar previstos en el Plan de Ciencia Tecnología e Innovación para el Desarrollo de la Energía Sustentable.	COLCIENCIAS UPME MME	Tecnologías solares adecuadas para condiciones locales	Permanente
		6. Energía Eólica	Las mismas acciones del Programa 4	Las mismas entidades, metas y plazos del Programa 4		
			Construcción de base de información pública sobre oferta de energía eólica en Colombia	IPSE IDEAM UPME	Base pública de Información para toma de decisiones de inversión	Permanente
			Adelantar los programas de investigación sobre energía eólica previstos en el Plan de Ciencia Tecnología e Innovación para el Desarrollo de la Energía Sustentable.	COLCIENCIAS UPME MME	Tecnologías eólicas adecuadas para condiciones locales	Permanente
		7. PCH's	Elevar el límite de 10 MW para conectarse al SIN, sin necesidad de ofertar en el mercado mayorista.	MME UPME CREG	Resolución CREG	1 año
		8. Biomasa	Las mismas acciones del Programa 4	Las mismas entidades, metas y plazos del Programa 4		
			Promoción Diésel orgánico (Jatropha etc.) y Biogás para generación en ZNI	IPSE UPME CREG	Una planta piloto biogás; Una planta piloto biodiesel (Jatropha), en ZNI	2 años

Grupo de Política	Componente de Política	Programa	Acciones/Medida	Entidad responsable	Meta	Plazo	
			Promoción Plantaciones forestales dedicadas para producción de biomasa en ZNI	IPSE MADS CAR's	500 has plantación para biomasa en ZNI	2 años	
			Adelantar los programas de investigación sobre generación con biomasa previstos en el Plan de Ciencia Tecnología e Innovación para el Desarrollo de la Energía Sustentable.	COLCIENCIAS UPME MME	Tecnologías solares adecuadas para condiciones locales	Permanente	
		9. Geotérmica	Las mismas acciones del Programa 4	Las mismas entidades, metas y plazos del Programa 4			
			Construcción de base de información pública sobre oferta de energía geotérmica en Colombia	IPSE IDEAM UPME	Base pública de Información para toma de decisiones de inversión	Permanente	
			Adelantar los programas de investigación geotermia previstos en el Plan de Ciencia Tecnología e Innovación para el Desarrollo de la Energía Sustentable.	COLCIENCIAS UPME MME	Tecnologías geotermia adecuadas para condiciones locales	Permanente	
Optimización del Consumo de Electricidad (9.2.1.3.)	10. Consumo Eficiente Sector Residencial	De acuerdo con lo previsto por el PROURE: mejoramiento de la eficiencia energética: viviendas energéticamente eficiente; remplazo de bombillas incandescentes, chatarrización de neveras.	MME	400 Viviendas de Interés Social Energéticamente eficientes	2 años		
		Aumento en la cobertura del servicio gas natural domiciliario para desplazar cantadores eléctricos.	MME	600,000 calentadores a gas.	2 años		
		Introducir cambios regulatorios que incentiven al micro	MME UPME CREG	10 MW de energía ahorrados.	2 años		

Grupo de Política	Componente de Política	Programa	Acciones/Medida	Entidad responsable	Meta	Plazo
			generación a nivel de hogares con tecnología fotovoltaica.			
			Optimización de la distribución de subsidios entre los estratos 1,2, 3.	MME UPME CREG	Ahorro 1% en el consumo doméstico de electricidad	2 años
			Adopción del Reglamento técnico de etiquetado-RETIQ	MME UPME CREG	100% de los electrodomésticos con etiquetado REITQ	5 años
		11. Consumo Eficiente Sector Industrial	De acuerdo con lo previsto por el PROURE: mejoramiento de la eficiencia energética: optimización de la cadena de frío; remplazo de luminarias, optimización de procesos de combustión, de motores convencionales, cogeneración y autogeneración; uso eficiente de la energía en Pequeñas y Medianas Empresas, renovación tecnológica para la optimización del uso de calderas, programas de gestión integral de energía en empresas.	MME UPME CREG	Metas del PROURE	5 años
			Adelantar los programas de investigación sobre eficiencia energética en el sector industrial previstos en el Plan de Ciencia Tecnología e Innovación para el Desarrollo de la Energía Sustentable.	COLCIENCIAS UPME MME	50% de las industrias con tecnologías energéticas eficientes	5 años
			Adopción del Reglamento técnico de etiquetado-RETIQ	UPME	Reglamento adoptado	1 año

Grupo de Política	Componente de Política	Programa	Acciones/Medida	Entidad responsable	Meta	Plazo
		12. Consumo Eficiente Sectores comercial, público y de servicios	De acuerdo con lo previsto por el PROURE; mejoramiento de la eficiencia energética: fomento reconversión energética y uso eficiente y sostenible de edificaciones, caracterización y gestión de indicadores, actualización y reconversión tecnológica del alumbrado público, y sustitución de equipos de refrigeración, eficiencia energética en iluminación en entidades públicas (centros hospitalarios y colegios).	MME UPME CREG	Metas del PROURE	5 años
		13. Autogeneración	Facilitar la entrada al SIN de proyectos de cogeneración y/o autogeneración de pequeña y mediana capacidad.	MME UPME CREG	Resolución CREG Aumento de la oferta del SIN en 175 MW	1 año
		14. Cargo por Confiabilidad	Rediseñar el Cargo por Confiabilidad de manera que cada usuario pueda, de acuerdo con sus propias condiciones (aversión al riesgo, costos de desabastecimiento etc.) optar por la inclusión, o no, de este cargo en su tarifa	MME UPME CREG	Resolución CREG	1 año
			Adopción del Reglamento técnico de etiquetado-RETIQ	MME UPME CREG	Resolución CREG	1 año
AMBIENT AL Políticas Ambientales (0.2.1.1) Conservación de Cuencas y			Dar continuidad y profundizar el desarrollo de las siguientes políticas: Política para la Gestión	MADS	Políticas en marcha en cuencas relevantes al	Permanente

Grupo de Política	Componente de Política	Programa	Acciones/Medida	Entidad responsable	Meta	Plazo
			Integral del Recurso Hídrico, Política para la Conservación de Áreas Naturales y la Biodiversidad, Fortalecimiento del Sistema Nacional y de los Sistemas Regionales de Áreas Protegidas, Plan Nacional de Restauración y las Políticas de Ordenamiento Territorial.		sector eléctrico	
			Adoptar e implementar su política de conservación de bosques que genere los incentivos económicos necesarios para promover la conservación de ecosistemas y cuencas estratégicas en áreas privadas y comunitarias.	MADS	Política adoptada por el CONPES	1 año
		16. Agenda Regulatoria	Mantener actualizada la agenda regulatoria en temas relativos a la calidad del aire, el caudal Ambiental y las tasas de uso de agua.	MADS	Políticas ambientales actualizadas	permanente
		17. Fortalecimiento Institucional	Mantener un proceso continuo de fortalecimiento de autoridades ambientales nacionales y regionales para asegurar la eficiencia y pertinencia de la regulación ambiental aplicable al sector.	MADS	Autoridades ambientales fortalecidas	Permanente
			Fortalecer el IDEAM, y fomentar en el sector privado, la capacidad para capturar, procesar, analizar, interpretar y difundir información	MADS IDEAM	Información meteorológica suficiente para decisiones de adaptación	Permanente

Grupo de Política	Componente de Política	Programa	Acciones/Medida	Entidad responsable	Meta	Plazo
			climática útil para el diseño de medidas de adaptación a nivel local.			

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

4.2 Validación sectorial de medidas de adaptación

La validación de las medidas de adaptación al Cambio Climático se realizó por medio del desarrollo de cuatro talleres con las diferentes partes interesadas. El objetivo de cada uno de estos talleres consistió en obtener los puntos de vista en cuanto a la aplicabilidad, facilidad, instrumentos y tiempos propuestos para la implementación de las medidas de adaptación. Así mismo, se quisieron identificar medidas que hubieran podido quedar por fuera del portafolio inicial, que ya se estén implementando o que se tengan previstas en los planes de expansión y mitigación de este y otros sectores.

4.2.1 Validación con actores gubernamentales

El primer taller se realizó el 26 de agosto en la UPME con los actores gubernamentales (En el Anexo se encuentra la lista de asistencia). En éste participaron la Unidad de Planeación Minero Energética UPME, el Departamento Nacional de Planeación DNP, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, el Ministerio de Minas y Energía y la Unidad Nacional para la Gestión del Riesgo de Desastres UNGRD. La metodología usada durante el desarrollo de este taller consistió en una única mesa de trabajo en la que se analizó el contenido, estructuración y finalidad de las medidas propuestas en la tabla 1 presentada en éste documento.

Las entidades que hicieron parte de la elaboración del Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático solicitaron la reestructuración del formato en el que se presentaban las medidas pues había instrumentos que estaban siendo presentados como medidas, pero que en realidad eran el medio para la implementación y desarrollo de otras medidas. De igual forma, se reestructuró la clasificación de las medidas creando ejes centrales y eliminando las clasificaciones mencionadas en la sección anterior basadas en el objetivo que esperaban lograr.

Las medidas se agruparon en Ejes Estratégicos. El primer eje propuesto es el Eje Ambiental que incluye las medidas de adaptación enfocadas a la conservación y restauración de cuencas abastecedoras, la reducción de la erosión y el uso eficiente del recurso hídrico compartido entre generación hídrica y otros usos.



El segundo eje abarca todas aquellas medidas que hacen referencia a la optimización en la generación y transmisión de energía. Este grupo incluye el aumento en la eficiencia de generación con fuentes convencionales, la optimización de la operación de los embalses, la expansión de la capacidad de generación instalada de plantas térmicas y el aumento de la transmisión eléctrica, entre otras.

El tercer eje es de las Fuentes No Convencionales de Energía. Incluye la generación y cogeneración por medio de energía solar, eólica, geotérmica, biomasa y mareomotriz como medio para la diversificación de fuentes de energía.

El cuarto eje estratégico hace referencia a todas las medidas que se relacionan con la gestión de la demanda de energía. Entre ellos el aumento de la eficiencia energética en el sector residencial, en el sector terciario e industrial. Finalmente, el quinto Eje incluye todas las medidas de adaptación de tipo institucional. Estas son las que buscan el fortalecimiento de las instituciones relacionadas con la obtención, análisis y divulgación de información relevante para el sector y aquellas encargadas de la planificación de la operación y expansión del sector.

Finalmente, se acordó con el gobierno realizar la regionalización de medidas únicamente para las medidas ambientales definidas en el eje estratégico 1. Esta determinación se tomó teniendo en cuenta que la implementación de las medidas propuestas en los cuatro ejes restantes se realiza a nivel nacional y no regional.

4.2.2 Validación con agentes externos al sector

El día 16 de Septiembre se realizó el taller 2 en la Unidad Nacional para la Gestión del Riesgo de Desastres (UNGRD). Contó con la participación de la UNGRD, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS) y el Ministerio de Minas y Energía (MME). El segundo taller de validación de medidas de adaptación se llevó a cabo el día 26 de Septiembre en el hotel Santa Bárbara Real con agentes externos al sector (ver lista de asistencia en el anexo). Los asistentes a este taller corresponden a (UNGRD), la Oficina de Asuntos Regionales, la Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones (ANDESCO) y la UPME.

La validación de las medidas de adaptación en este taller, se llevó a cabo dividiendo a los asistentes en 5 mesas de trabajo. Cada una de ellas realizaría la validación de las medidas pertenecientes a un eje estratégico. A continuación se presentan los comentarios realizados para cada uno de los ejes estratégicos y sus medidas.

- *Primer eje transversal: medidas ambientales.* Se aceptó ampliamente que el aumento de la cobertura vegetal en las cuencas abastecedoras por medios pasivos y activos de revegetación son medidas de fondo que contribuirían efectivamente a disminuir, en el mediano y largo plazo, la vulnerabilidad del Sistema. Se proponen diferentes incentivos para la implementación de esta medida. Entre ellos, incentivos monetarios, en especie, en provisión de bienes públicos. En este punto también se menciona la importancia de analizar los beneficios asociados al mejoramiento

de la hidrología regional y los asociados a la restauración de la biodiversidad en general. No solo los beneficios para el sector energético.

Se propone la inclusión de una nueva medida que busque la conservación de ecosistemas remanentes. Se aclara que lo que se busca es evitar los costos -energéticos y ambientales- a los que llevaría el deterioro de los ecosistemas existentes y asegurar el mantenimiento del flujo de los servicios ambientales que ellos proveen.

Se modificaron las herramientas o instrumentos que pueden ser usados para la implementación de estas medidas. En algunos casos la lista de instrumentos se simplificó de tal forma que sólo quedarán los instrumentos más relevantes y que puedan promover de forma eficiente la adaptación del sector.

Para la regionalización de estas medidas ambientales se tuvo en cuenta la localización de los embalses agregados, la experiencia de los especialistas en la mesa y las observaciones realizadas por las agremiaciones. Se acordó que la conservación de la cobertura vegetal es de importancia para todas las cuencas. De acuerdo a la opinión de los asistentes al taller, la re-vegetación pasiva puede ser implementada en las cuencas de Huila, Caribe, Oriente 1, Cauca, Antioquia 1 y 2; la re-vegetación activa es necesaria en las cuencas de Bogotá, Antioquia 1, oriente 2, Cauca; y finalmente la prevención de la erosión se identificó como un problema muy relevante en las cuencas de Antioquia 1 y 2, Tolima.

- *Segundo eje transversal: Optimización en la generación y transmisión de energía.* Los comentarios realizados a estas medidas se relacionan en su mayoría con las herramientas propuestas para su implementación. Se propuso sacar algunas herramientas o instrumentos pues en la actualidad ya se están implementando, o no se estaban teniendo en cuenta factores que pueden promover las medidas. Éste último sería el caso de la expansión de la capacidad de generación térmica con carbón o gas. En estos casos se considera que entre los instrumentos necesarios para su fomento estarían el mejoramiento de la infraestructura vial o de transporte de combustibles, el desarrollo de estudios para reducir la contaminación generada y el aseguramiento del suministro del combustible. Se discutió que aunque es cierto que el uso de estas fuentes disminuiría la vulnerabilidad del sector a los déficits hídricos, podrían llegar a aumentar el precio medio de la energía. De otra parte, se discutió que el uso de estas fuentes iría en contravía de los esfuerzos globales de mitigación de los efectos de las emisiones de gases efecto invernadero.

En cuanto al aumento en la eficiencia de transmisión eléctrica, se resalta la necesidad de ajustar los límites de pérdidas aceptables en el sistema. A nivel general, se solicitó revisar la necesidad de utilizar incentivos económicos para lograr este objetivo. Así mismo se propuso incluir medidas para mejorar la eficiencia de generación en las ZNI del país.

- *Tercer eje transversal: Fuentes no Convencionales de Energía.* Los participantes indicaron que se estaba dejando de lado la generación mareomotriz y su importancia en las ZNI. En cuanto a la



energía solar y eólica se propuso desarrollar proyectos pilotos para determinar su viabilidad a gran escala. También se mencionó la necesidad de mantener un mercado eléctrico competitivo para todas las fuentes. La biomasa se consideró como la opción más viable ya que se identifican varias fuentes potenciales de biomasa. Sin embargo, se indicó que es necesaria la elaboración de una línea de base, para las fuentes de biomasa que permita establecer el potencial real de generación con esta fuente.

- *Cuarto eje transversal: Gestión de la Demanda.* Los participantes indicaron que, en general, las medidas propuestas son necesarias para lograr el nivel de adaptación al Cambio Climático deseado. Una vez más se resaltó la importancia de implementar medidas de eficiencia en el sector residencial no solo en las áreas interconectadas sino también en las no interconectadas. Se propuso que no se incentive el consumo de energía, sino el uso de tecnologías eficientes.

Para los sectores terciario y residencial se propuso el desarrollo de incentivos para la construcción de edificaciones sostenibles, eficientes en el consumo energético. Se propuso igualmente promover la educación en buenas prácticas y la investigación sobre nuevas fuentes de generación.

- *Quinto eje estratégico: medidas institucionales.* En este caso la validación se centró en las herramientas o instrumentos necesarios para la implementación de estas medidas. El objetivo de la mayoría de las medidas es el fortalecimiento de las entidades que generan información necesaria para el sector. El fortalecimiento estaría dirigido al mejoramiento de la capacidad para generar, analizar y producir información relevante para el sector.

De igual forma se propone que la inclusión de los posibles efectos del Cambio Climático en la planificación ambiental, sectorial y territorial permitiría acometer acciones oportunas para evitar sus potenciales impactos. Para esta medida se propuso la mayor cantidad de instrumentos y herramientas para asegurar que la planeación del sector se lleve a cabo teniendo en cuenta los efectos identificados.

4.2.3 Validación con entidades del sector energético

La validación de las medidas de adaptación también se realizó con las empresas generadoras (hidroeléctricas y térmicas). Se llevaron a cabo dos talleres donde se socializaron las medidas. El tercer taller fue realizado el día 28 de octubre en la UPME. En este participaron EPSA, EPM, ISAGEN, ACOLGEN y CELCIA. El cuarto taller se realizó el día 6 de Noviembre de 2014, y contó con la asistencia de ANGEN. Por último se realizó un taller el día 21 de Noviembre de 2014 en la UPME para la discusión final de las medidas de adaptación.



A continuación se presentan los comentarios hechos en estos talleres y las respuestas de los especialistas del grupo consultor. Primero se realizó una revisión general y posteriormente se comentaron las medidas específicamente. En la primera etapa el Sr. Bayron Triana (ACOLGEN) expresó que no se sentía conforme con ninguna de las medidas de adaptación propuestas. Esto por cuanto, a su juicio todavía persistían, las dudas que ellos plantearon desde el inicio en cuanto a los datos utilizados en el modelo hidrológico y en los escenarios planteados. En consecuencia, ACOGEN se abstuvo de validar las medidas argumentando, principalmente, la alta incertidumbre de los escenarios de precipitaciones.

ISAGEN, por su parte, indicó que los datos del IDEAM no son suficientemente precisos como para ser utilizados en las modelaciones. Esto por cuanto las precipitaciones proyectadas por el IDEAM tienen correlaciones negativas con las medidas reales en las cuencas en las que esta empresa opera. Por tal motivo para ellos es de vital importancia que se utilicen datos “representativos” para todo el país. ISAGEN indicó que esta situación motivó a la empresa a construir un modelo que permita predecir el impacto del Cambio Climático. Sin embargo, ni los datos hidrológicos de ISAGEN ni el modelo estadístico desarrollado por la misma empresa fueron compartidos con la consultoría y con el gobierno.

EPM, por su parte, considera que los datos utilizados (IDEAM) no representan adecuadamente la situación de Cambio Climático en Colombia. La empresa contrató a la Universidad Nacional, sede Medellín, para realizar un estudio sobre las afectaciones que el Cambio Climático podría causar sobre la hidrología de sus propias cuencas. Ese estudio, según informó EPM, concluyó que sólo algunos de los modelos disponibles podían ser utilizados para modelar adecuadamente el ciclo hidrológico de Colombia. Por esta razón, el estudio se valió de otros modelos paralelos para proyectar una precipitación más cercana a la realidad del país. Ese trabajo, según informó EPM, indica que la precipitación no va a disminuir en todo el país en la misma magnitud. Cabe resaltar que este estudio tampoco fue compartido con la consultoría ni con el gobierno. EPM indicó que el presente estudio no permitiría proponer medidas de adaptación ante un escenario incierto.

Por su parte, CELSIA y EMGESA consideraron que las medidas analizadas en este estudio no tienen coherencia con lo presentado en la primera fase de la consultoría; y que esto impide tener una idea clara de los beneficios de su implementación. Adicionalmente cree que las medidas regulatorias propuestas pueden ir en contra del mercado establecido.

A continuación, se expondrán los comentarios a las medidas que, según estos agentes, son las más problemáticas, y las respuestas que los especialistas del equipo consultor dieron a los diversos comentarios.

En cuanto al eje estratégico ambiental, la principal preocupación es que estas medidas impliquen nuevos costos a los generadores. Afirman que los generadores ya tienen compromisos de compensación ambiental. Además no encuentran una relación directa entre los beneficios de las medidas y la adaptación al Cambio Climático. Con relación a este comentario se hizo una discusión sobre las leyes que hacen referencia a los compromisos de compensación.



Se aclaró que las medidas del eje estratégico ambiental no pretenden aumentar el monto de las transferencias mandatorias del sector eléctrico. Lo que se buscaría es encontrar que tan económicamente beneficioso sería para las empresas realizar, de manera autónoma, inversiones dirigidas a la restauración y conservación de las cuencas de las cuales dependen los caudales para la generación.

Con respecto al uso eficiente del agua, ANDEG considera que este es un tema tecnológico, que las térmicas a carbón tienen la capacidad de reducir el uso de agua para el enfriamiento de las plantas y que están siendo significativamente más eficientes que en el pasado. Esa mayor eficiencia no solo se relaciona con el uso del agua, sino también con la reducción en las emisiones de gases efecto invernadero. Se discute también como incentivos económicos tales como el precio del agua, pueden transmitir al mercado señales que incentiven aún mayores aumentos en la eficiencia en el uso del agua. Los generadores hidroeléctricos consideran que los ajustes en la tasa de uso de agua pueden afectar el mercado.

ANDEG cree que es posible una optimización de la generación y transmisión de energía teniendo en cuenta que existe una diferencia significativa en cuanto a las nuevas plantas y las existentes. Indica que, por esta razón, sería necesario tener una regulación diferencial que incentive la construcción de nuevas generadoras eficientes y que permita la operación de las viejas plantas.

Los generadores argumentan que un factor que limita la optimización es que la CREG no permite la utilización de un solo punto de conexión cuando se presentan dos plantas en la misma cuenca, y que esto impide el uso eficiente de las cuencas. La regulación emitida por la CREG en este sentido es amplia. Se basa en la libertad económica de acceso a las redes de transporte y distribución del Sistema Interconectado Nacional. Esta libertad está reglamentada bajo los criterios del Código Nacional de Operación y el Centro Nacional de Despacho CNO y las normas internacionales de seguridad y confiabilidad en redes eléctricas. La CREG ha emitido, entre otras, las siguientes resoluciones reglamentando el tema de conexión al STN:

- La Resolución CREG 022 de 2001, modificada por las Resoluciones 105 de 2003, 062 de 2003 y 085 de 2002, recoge los principios generales y procedimientos para definir el Plan de Expansión de Referencia del Sistema de Transmisión Nacional, y establece la metodología para determinar el ingreso regulado por concepto del uso del sistema.
- La Resolución 25 de 1995 define el Código de Redes del STN como el *“Conjunto de reglas, normas, estándares y procedimientos técnicos expedidos por la Comisión, a los cuales deben someterse las empresas de servicios públicos del sector eléctrico y otras personas que usen el sistema de transmisión nacional”*; y el Reglamento de Operación como el *“Conjunto de principios, criterios y procedimientos establecidos para realizar el planeamiento, la coordinación y la ejecución de la operación del sistema interconectado nacional y para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía eléctrica. El Reglamento de Operación comprende varios documentos que se organizarán conforme a los temas propios del funcionamiento del sistema interconectado nacional.”* Actualmente el Código de Redes y



Reglamento de Operación del STN se encuentra conformado principalmente por las siguientes resoluciones:

- Resolución No. 002 de 1994: Por la cual se regula el acceso y uso de los sistemas de transmisión de energía eléctrica, se establece la metodología y el régimen de cargos por conexión y uso de los sistemas de transmisión, se define el procedimiento para su pago, se precisa el alcance de la Resolución 010 de 1993 expedida por la Comisión de Regulación Energética y se dictan otras disposiciones.
- Resolución No. 002 de 1997: Por la cual se establecen unas definiciones para la interpretación de normas del Código de Conexión (Resolución CREG-025 de 1995) y se concede un plazo para el cumplimiento de la Disponibilidad Promedio Semanal mayor de 97% para los enlaces entre el CND, los CRD's y los demás agentes del sector.
- Resolución No. 216 de 1997: Por la cual se modifican las condiciones contenidas en el Numeral 10.7 del Código de Conexión, en lo referente a las pruebas que deban efectuarse a las conexiones al STN que entrarán en operación.

Por último, los representantes de los generadores manifiestan que sector energético es el único que valora el costo de oportunidad del uso del agua.

En cuanto a la Expansión de la capacidad instalada del sistema con plantas térmicas a carbón, las generadoras hidroeléctricas piensan que la producción térmica se debería limitar por su alto costo ambiental. Sin embargo ANDEG asegura que a través del cambio tecnológico las emisiones de contaminantes atmosféricos en las plantas térmicas se han podido controlar. Adicionalmente ANDEG destaca que la generación con carbón da un significativo respaldo al sistema nacional y que la minería de carbón es una fuente significativa de desarrollo socioeconómico.

Adicionalmente, anotan que el carbón es uno de los recursos más abundantes en Colombia estimándose que con los niveles de producción actual las reservas alcanzan para más de 100 años. A su vez, indican que las plantas de ciclo combinado mejoran la eficiencia y reducen las emisiones.

Los generadores indican que el aprovechamiento pleno del alto potencial hidroeléctrico del país está limitado tanto por barreras de entrada al mercado como las dificultades asociadas a la compra de predios, la reubicación de poblaciones etc. El potencial hidráulico identificado en el país en los años 70's ascendía a 93.000 MW y en los últimos estudios desarrollados por las entidades energéticas estatales, el potencial ha disminuido a cerca de 50.000 MW. Esta disminución del potencial hidráulico fue ocasionada por la expectativa de desarrollo de otros sectores de la economía.



En cuanto al eje de Fuentes no convencionales de energía los agentes consultados consideran que creen que ninguna de estas medidas debería implementarse. Esto por cuanto, a su juicio, el gobierno no puede favorecer una tecnología por encima de las otras. Indicaron que en Colombia la ley 1715 ¹ del año 1715 intentó promover una energía en particular pero fracasó. Manifestaron que en Alemania los costos de la generación con estas fuentes fueron mayores que los beneficios.

Se discute que a pesar de las experiencia antes descritas, existen casos en los que estas han sido competitivas (Estados Unidos, Brasil). Se concluye que Colombia necesita un esquema de mercado que facilite la entrada, de manera competitiva, el crecimiento de la oferta de energía con otras fuentes.

Se discutió que es necesario tener en cuenta que llevar energía convencional a las zonas no interconectadas (ZNI) es, en general, costoso. Y que para llevar la energía a esas zonas es necesario contemplar opciones como la energía eólica, solar, geotérmica, entre otras.

En cuanto al eje de estratégico de Gestión de la demanda ANDEG consideró que en este momento la demanda no está en capacidad de tomar decisiones de consumo. Pero que el consumidor pudiera tomar decisiones mejoraría la eficiencia del consumo. Plantea que es necesario un manejo informático que le permita al usuario en todo momento conocer el precio de la electricidad. Esta medida ayudaría a aplanar la curva de duración de carga lo que implica menores inversiones en capacidad de generación.

Las decisiones económicas de la demanda son de dos tipos:

1. La elegibilidad del cliente: elección del proveedor en función de la oferta más conveniente.
2. La decisión de consumo eficiente: En general, el desarrollo de una conducta de respuesta de la demanda al precio.

Estas decisiones de la demanda están constreñidas actualmente pues los únicos que pueden elegir el proveedor de servicios de energía son los usuarios no regulados del Sistema de Interconectado Nacional. Según el informe del mercado de noviembre de 2014 de XM los usuarios no regulados conformaban el 33% de la demanda y constituían 5545 clientes. Por su parte los consumidores regulados conforman el restante 67%. Su demanda ha crecido 6,22 veces más que la de los clientes no regulados.

¹ La Ley 1715 tiene como objetivo “promover el desarrollo y utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico, su participación en las zonas no interconectadas y en otros usos energéticos como medio necesario para el desarrollo económico sostenible, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la seguridad del abastecimiento energético.”

FIGURA 3: DISTRIBUCIÓN DE USUARIOS NO REGULADOS Y REGULADOS EN EL SIN

	nov-13	nov-14	Crec.	Participación
Regulado	3,336.1	3,505.8	5.6%	67%
No Regulado	1,708.9	1,713.6	0.9%	33%
Industrias manufactureras	814.9	778.8	-3.6%	45.5%
Explotación de minas y canteras	329.4	380.6	15.4%	22.2%
Servicios sociales, comunales y personales	197.8	197.3	0.8%	11.5%
Comercio, reparación, restaurantes y hoteles	143.8	140.9	-1.8%	8.2%
Electricidad, gas de ciudad y agua	78.6	69.8	-11.0%	4.1%
Transporte, almacenamiento y comunicación	53.1	53.7	1.4%	3.1%
Agropecuaria, silvicultura, caza y pesca	42.7	42.3	0.0%	2.5%
Establecimientos financieros, seguros, inmuebles y servicios a las empresas	44.8	44.0	-0.9%	2.6%
Construcción	3.8	6.2	66.0%	0.4%

Fuente: (XM, 2014).

Las anteriores cifras demuestran un estancamiento en la libertad de elección de los usuarios del SIN. Además existe una alta concentración de la actividad de comercialización a los usuarios no regulados por parte de 4 empresas Generadoras-comercializadoras: EPM, EMGESA, ISAGEN y CORELCA (Escudero Atehortúa & Botero Botero, Octubre 2006) .

Las decisiones de consumo eficiente por parte de los usuarios, configura lo que se conoce como la participación de la demanda en los mercados eléctricos. La participación de la demanda tiende a cambiar los patrones de la curva de carga, por lo general hacia el logro de mayor eficiencia económica, tecnológica y menores impactos medioambientales. Esta participación de la demanda y su intensidad dependen de:

- Las posibilidades que otorgue el diseño de los mercados eléctricos a la participación de la demanda y las normas regulatorias de estos mercados. En Colombia los usuarios del servicio eléctrico, agentes económicos de la demanda, no son considerados como agentes de los mercados eléctricos mayoristas o minoristas, sus intereses económicos son representados por los comercializadores; y la ley 143 de 1994 le asigna a la CREG la función de velar por la protección de los derechos de los consumidores, en especial los de estratos de bajos ingresos. El diseño de los mercados mayorista, MOR y de energía firme han excluido a la demanda de su participación directa y activa en ellos. De tal suerte los usuarios del servicio solo pueden negociar su energía en el marco de ser usuarios no regulados. Los mercados eléctricos existentes en Colombia solo están diseñados para permitir la participación exclusiva de la oferta.
- La intensidad de la participación depende de la introducción de tecnologías que posibiliten la participación de la demanda en diferentes resoluciones de tiempo: largo plazo (multianual, anual); mediano plazo (estacional, mensual); y corto plazo (semanal, diaria, horaria y tiempo real). La participación de la demanda se realiza en el mundo en diferentes mercados.

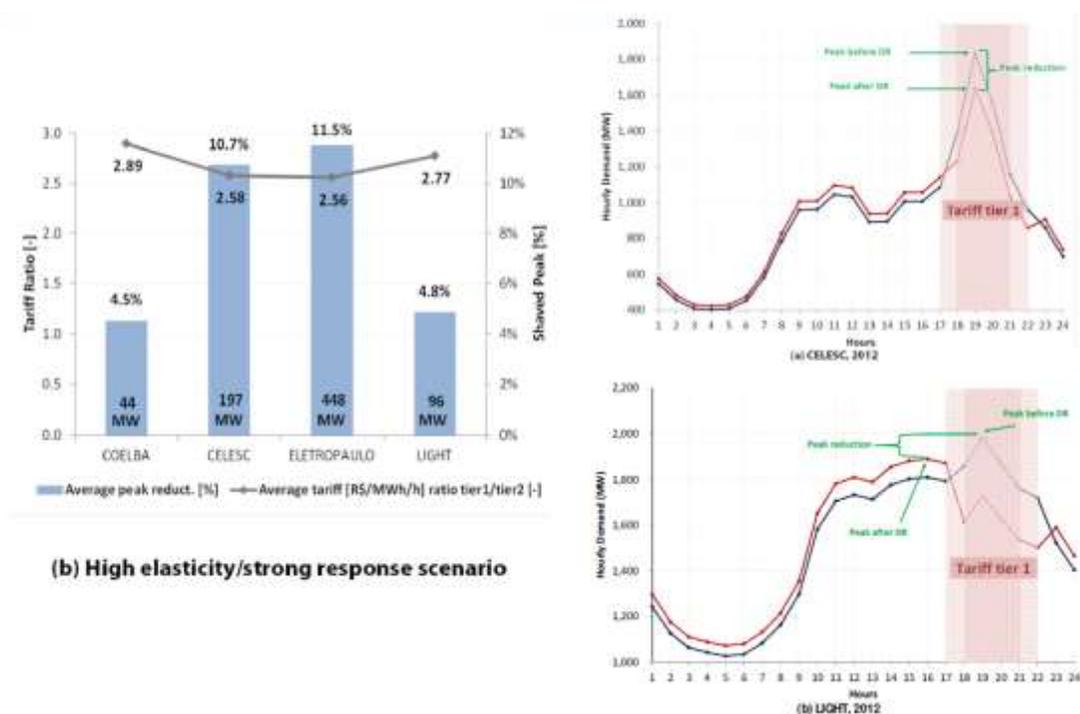


Desde la década del 70 se introdujo en el mercado eléctrico el concepto de Gestión del lado de la Demanda (DSM Demand Side Management). Esta planeación de largo plazo introdujo el concepto de eficiencia energética en el uso final con el fin de modificar los patrones de la curva de carga y encontrar soluciones alternativas en la demanda, a la formulación de planes de expansión desde la oferta. A la vez, se desarrollaron formulas tarifarias en los mercados minoristas que reconocían las situaciones estacionales de escasez y abundancia de los recursos, de esta manera dieron inicio a tarifas tiempo variantes con resolución de tiempo estacional; entre las cuales ha prevalecido hasta nuestros días la tasación por tiempo de uso TOU (Time of Use). Bajo la TOU, el precio minorista varía de manera preestablecida dentro de ciertos bloques de tiempo. La comunicación a los usuarios de tales variaciones se hacía por los medios de comunicación masiva disponibles: periódicos, TV etc.

En la década de los 90's, con la introducción de los mercados eléctricos y el desarrollo de las tecnologías de información y comunicación, se creó como mecanismo de participación de la demanda en mercados mayoristas y suplementarios el concepto de Puja del Lado de la Demanda (DSB Demand Side Bidding); y a la vez, en los mercados minoristas, tomaron auge las tasaciones dinámicas (tiempo-variantes de resolución diaria, horaria y tiempo real) conocidas como Tasación de Pico Crítico CPP (Critical Price Peak) y Tasación en tiempo Real RTP (Real Time Pricing). Estas tasaciones hacen un seguimiento más preciso de los precios de los mercados mayoristas que reflejan las condiciones de escasez y abundancia del mercado y así, se puede articular el mercado minorista con el mayorista a través de la señal de precio y aumentar la eficiencia del mercado. En virtud a que la señal del precio mayorista es tiempo variante, para la implementación de este tipo de tasaciones se requiere tecnologías de medición y comunicación avanzada. Estos programas, tanto los surgidos en los años 70 como los del 90, configuran lo que hoy se conoce como Respuesta de la Demanda, la cual es la conducta precio-responsiva de los usuarios de la energía eléctrica.

Sin embargo, en Colombia y en muchos países Latinoamericanos aún no se han implementado tarifas diferentes a las monómicas (solo considera a la energía consumida) de precio fijo, que no guardan relación alguna con las fluctuaciones de precio del mercado mayorista; ni siquiera en periodos estacionales que, por lo general reflejan las situaciones de escasez –abundancia de recursos hidroenergéticos. En Brasil comenzaron a implementarse, a partir de 2012, las tarifas TOU y una especie de tarifas CPP llamadas FLAG, los impactos de la introducción de dichas tarifas se preveían económica y medio-ambientalmente ventajosos, Ver Figura 4 (Barroso, 2012).

FIGURA 4 ESCENARIO DE MÁXIMA REDUCCIÓN DEL PICO DE DEMANDA BAJO LA INTRODUCCIÓN DE TARIFAS TIEMPO-VARIANTES TOU Y FLAG EN BRASIL.



Fuente: (Barroso, 2012).

El impacto de reducir el pico de la demanda (aplanar la curva) tiene ventajas económicas y medioambientales, pues disminuyen las inversiones en nueva capacidad de generación y evitan emisiones de CO₂ a la atmósfera; ya que, usualmente los picos de la demanda son cubiertos por centrales térmicas, que aunque de alta flexibilidad, poseen baja eficiencia energética y la huella de carbono por MWh producido es mayor.

En cuanto al eje estratégico Institucional se discutió que es necesario contar con una base de información que a la que las empresas puedan aportar de manera que se mejore la capacidad de predicción sobre los eventos climáticos y sobre la capacidad efectiva de generación. Los generadores aclaran que sería necesario regular los mecanismos y protocolos de entrega y manejo de la información privada. Y que se debe tener presente que la publicación de la información privada no puede ser obligatoria, y que parte de esa información puede ser confidencial.

4.2.4 Medidas de adaptación priorizadas

A continuación se presentan las medidas de adaptación resultantes de los talleres de validación con los agentes relevantes del sector. Estas medidas serán analizadas en mayor profundidad y evaluadas a la luz

de su relación costo/beneficio para la sociedad. Se presentan también las regiones del país donde las medidas del eje estratégico ambiental propuestas puedan resultar más pertinentes y adecuadas.

4.2.4.1 EJE ESTRATÉGICO 1: AMBIENTAL

MEDIDAS/ACCIONES	INSTRUMENTOS	HERRAMIENTAS	ACTORES CLAVE
Aumento de la cobertura vegetal en cuencas abastecedoras por medio de re-vegetalización pasiva (permitir restauración natural)	<ul style="list-style-type: none"> Planes de Ordenamiento de cuencas (POMCAS) que incluyan escenarios de Cambio Climático Planes de Ordenamiento Territorial (POT) que incluyan escenarios de Cambio Climático Transferencia de tecnología y asistencia técnica 	<ul style="list-style-type: none"> Aislamiento y monitoreo de áreas degradadas Incentivos económicos Comando y control Instrumentos institucionales 	<ul style="list-style-type: none"> CAR's Municipios Empresas de Energía
Aumento de cobertura vegetal en cuencas abastecedoras por medio de re-vegetalización activa (acelerar y dirigir la restauración natural)	<ul style="list-style-type: none"> Planes de Ordenamiento de cuencas (POMCAS) Planes de Ordenamiento Territorial (POT) 	<ul style="list-style-type: none"> Aislamiento y monitoreo de áreas degradadas Incentivos económicos Comando y control Instrumentos institucionales Transferencia de tecnología y asistencia técnica compensaciones por afectación de biodiversidad en proyectos licenciados 	<ul style="list-style-type: none"> CAR's Municipios Empresas de Energía
Conservación de Ecosistemas naturales	<ul style="list-style-type: none"> Desarrollo de Proyectos REDD+ Fortalecimiento de Reservas de la Sociedad Civil Planes de Ordenamiento de cuencas (POMCAS) Planes de Ordenamiento Territorial (POT) 	<ul style="list-style-type: none"> Fortalecimiento de las actividades de vigilancia, comando y control en la UAESPNN Fortalecimiento de las actividades de vigilancia, comando y control en las CAR's Incentivos económicos (PSA) Comando y control Instrumentos institucionales Capacitación, transferencia de tecnología sobre sistemas sostenibles 	<ul style="list-style-type: none"> UAESPNN CAR's Municipios Empresas

MEDIDAS/ACCIONES	INSTRUMENTOS	HERRAMIENTAS	ACTORES CLAVE
		de producción en ecosistemas naturales; incluyendo áreas protegidas.	
Control de la erosión en zonas agrícolas y mineras en cuencas abastecedoras	<ul style="list-style-type: none"> Planes de Ordenamiento de cuencas (POMCAS) Planes de Ordenamiento Territorial (POT) 	<ul style="list-style-type: none"> Asistencia técnica y transferencia de tecnología en zonas rurales (agrícolas y pecuarias) Formalización/legalización de la minería tradicional/informal. Asistencia técnica y transferencia de tecnología en zonas mineras Incentivos económicos Comando y control Instrumentos institucionales <ul style="list-style-type: none"> Compensaciones por afectación de biodiversidad en proyectos licenciados 	<ul style="list-style-type: none"> MADS MME Municipios Departamentos
Uso eficiente del agua en usos diferentes a la generación eléctrica	<ul style="list-style-type: none"> Asegurar el mantenimiento de un flujo ecológico en los caudales (caudal ambiental) <i>Enforcement</i> de regulaciones sobre control de pérdidas en los sistemas de conducción de agua en acueductos 	<ul style="list-style-type: none"> Incentivos económicos (tarifas y tasas para el uso del agua para los sectores agrícola, industrial y doméstico) Asistencia técnica y transferencia de tecnología en zonas rurales (agrícolas y pecuarias) Incentivos económicos Comando y control Instrumentos institucionales	<ul style="list-style-type: none"> MADS CAR's SSPD

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

4.2.4.2 EJE ESTRATÉGICO 2: OPTIMIZACIÓN EN LA GENERACIÓN Y TRASMISIÓN DE ENERGÍA

MEDIDAS	INSTRUMENTOS	HERRAMIENTAS	ACTORES CLAVE
Aumento en la eficiencia de la generación eléctrica con fuentes	<ul style="list-style-type: none"> Incentivos para que las centrales se ubiquen cerca de la demanda Ajuste precios tasas de agua <ul style="list-style-type: none"> Caudal ambiental 	<ul style="list-style-type: none"> Incentivos económicos Comando y control 	<ul style="list-style-type: none"> Generadores de Hidroenergía. Autoridades Ambientales

MEDIDAS	INSTRUMENTOS	HERRAMIENTAS	ACTORES CLAVE
convencionales	<ul style="list-style-type: none"> • Establecimiento de límites aceptables de eficiencia • Fomento de medidas de eficiencia energética en la generación • Políticas para la Gestión Integral del Recurso Hídrico 	<ul style="list-style-type: none"> • Instrumentos institucionales 	<ul style="list-style-type: none"> • CREG • Superintendencia de Servicios Públicos • MME y UPME
Optimización en la operación de embalses para disminuir la vulnerabilidad	<ul style="list-style-type: none"> • Optimización de cadenas de embalses. Optimización intercuencas. Mínimos operativos diferenciados por cuencas • Pago por pérdidas asociadas a generar (o dejar de generar) cuando no es económicamente óptimo para el generador. 	<ul style="list-style-type: none"> • Incentivos económicos • Instrumentos institucionales 	<ul style="list-style-type: none"> • Generadores de Hidroenergía. • CREG • Superintendencia de Servicios Públicos • XM
Expansión de la capacidad instalada del sistema con plantas térmicas a carbón	<ul style="list-style-type: none"> • Mejoramiento de vías. • Mejorar tecnológicas para reducir efectos de contaminación • Asegurar oferta de carbón de calidad • Actualización y modelación de la demanda futura. • Modelamiento del impacto del Cambio Climático • Determinación de la demanda energética con mayor precisión 	<ul style="list-style-type: none"> • Incentivos económicos • Instrumentos institucionales 	<ul style="list-style-type: none"> • Ministerios de Transporte y Minas • UPME • ANH
Expansión de la capacidad instalada del sistema con plantas térmicas a gas	<ul style="list-style-type: none"> • Desarrollo de infraestructura de transporte suficiente de gas • Mejorar sistema de distribución • Asegurar el suministro de gas a los generadores • Actualización y modelación de la demanda futura. • Modelamiento del impacto del Cambio Climático. • Determinación de la demanda energética con mayor precisión 	<ul style="list-style-type: none"> • Incentivos económicos • Instrumentos institucionales 	<ul style="list-style-type: none"> • Ecopetrol • MinMinas • CREG • ANH
Expansión de la capacidad instalada del sistema con plantas hidroeléctricas	<ul style="list-style-type: none"> • Planes de Ordenamiento de Cuencas (POMCAS) • Identificación de proyectos • Gestión social de proyectos • Actualización y modelación de la demanda futura. • Modelamiento del impacto del Cambio Climático • Determinación de la demanda energética con mayor precisión 	<ul style="list-style-type: none"> • Incentivos económicos • Instrumentos institucionales 	<ul style="list-style-type: none"> • CAR's • Generadores de Hidroenergía. • Inversionistas privados • UPME • CREG

MEDIDAS	INSTRUMENTOS	HERRAMIENTAS	ACTORES CLAVE
Aumento en la eficiencia de la trasmisión eléctrica	<ul style="list-style-type: none"> Actualización de los Planes de Reducción de Pérdidas Ajuste a los límites de pérdidas aceptables Desarrollo de Redes inteligentes (Smart Grid) Gestión de congestión. Cargos por uso zonales- nodales <ul style="list-style-type: none"> Desarrollos tecnológicos Proyectos piloto financiados por el gobierno 	<ul style="list-style-type: none"> Incentivos económicos Instrumentos institucionales 	<ul style="list-style-type: none"> Empresas operadoras regionales <ul style="list-style-type: none"> CREG Superintendencia de Servicios Públicos

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

A continuación se expone la relevancia de cada una de las medidas para la reducción de la vulnerabilidad del sector energético en Colombia.

Aumento en la eficiencia de la generación eléctrica con fuentes convencionales (énfasis en Hidroeléctricas y plantas a Carbón)

El aumento en la eficiencia en el uso del agua es una medida que aplica tanto para las plantas térmicas como para las hidroeléctricas. Esto se hace más necesario en la medida de la inminencia de regulaciones relativas al caudal ambiental, o ecológico. La expresión caudal ecológico, referida a un tramo de cauce de agua corriente, encierra un concepto que puede definirse como: El flujo de agua mínima necesaria para preservar los valores ecológicos en el cauce, tales como:

- Los hábitats naturales que cobijan una riqueza de flora y fauna,
- Las funciones ambientales como dilución de contaminantes,
- La amortiguación de los extremos climatológicos e hidrológicos,
- La preservación del paisaje.

En su forma más elemental el establecimiento de un Caudal Ecológico permite el sostenimiento de la cuenca hídrica y su aprovechamiento por todos los usuarios, en el presente y en el futuro.

Para determinar el Caudal Ecológico se han desarrollado varias metodologías. Los más simples son los métodos hidrológicos o estadísticos, que determinan el caudal mínimo ecológico a través del estudio de los datos de caudales. Un ejemplo de método estadístico simple, es definir el caudal mínimo ecológico como un 10% del caudal medio histórico, que es precisamente lo previsto, al menos hasta la fecha, en el Plan Hidrológico de algunas cuencas en el mundo. Ya determinado el caudal este se considera como una restricción general que se impone a todos los sistemas de explotación, sin perjuicio del principio de supremacía del uso para el abastecimiento de poblaciones.

En Colombia el Caudal Ecológico es generalmente fijado en los "Planes de Manejo de Cuenca", con base en estudios específicos o análisis concretos para cada tramo del río, riachuelo o cauce aguas abajo del



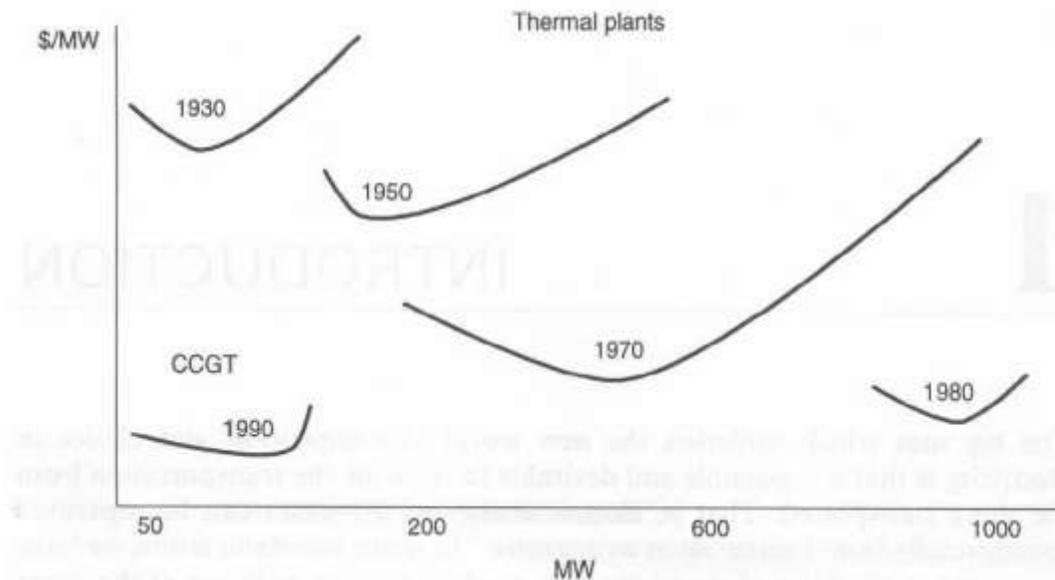
nacimiento. La caracterización de la demanda ambiental (es decir, la cantidad de agua que se considera caudal ecológico) es además consensuada con la intervención de los distintos sectores implicados, desde la planificación hasta el uso del agua. La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, estableció la Metodología para la Estimación y Evaluación del Caudal Ambiental en proyectos que requieren licencia ambiental. La estimación y evaluación del caudal ambiental deben cumplir criterios de objetividad, flexibilidad, adaptabilidad, costo-efectividad, precaución ambiental y criterios ecosistémicos y de integralidad. El mejoramiento en la eficiencia en el uso del agua reduce la vulnerabilidad del sector.

Otro factor que aumenta la eficiencia en la generación es la ubicación de las plantas. Según la ley Eléctrica en el Artículo 3o. en relación con el servicio público de electricidad: establece que al Estado le corresponde “*Promover la libre competencia en las actividades del sector*”. De acuerdo con lo anterior, el Estado deja a los privados la libre competencia a prestar el servicio de generación. Sin embargo, se presenta en el país una falta de criterios para el uso de cuencas hidráulicas, de tal forma que los desarrollos de proyectos inadecuados no permiten el uso eficiente de muchas cuencas.

Los sistemas eléctricos de potencia se han desarrollado en dependencia de la eficiencia agregada de la cadena energética (generación-transporte-distribución-uso final de la electricidad) y de la disponibilidad del recurso energético. Al inicio, se electrificaron sectores urbanos con sistemas de corriente directa (DC), lo que suponía que la generación estuviese muy cerca de la demanda, debido a las enormes pérdidas que surgían del transporte y la distribución con sistemas DC. Con el advenimiento de sistemas de transporte y de distribución basados en corriente alterna (AC); la cual, se pudieron aprovechar económicamente, los recursos que se ubicaban distantes de los centros de consumo. Así, surgió la generación de energía centralizada, regida por economías de escala y aprovechamiento intensivo de recursos energéticos concentrados y dispuestos usualmente, lejos de los centros de consumo. Esto dio origen a los sistemas interconectados de energía eléctrica. La producción centralizada de energía eléctrica conllevaba a menores costos unitarios de la energía, en la medida que crecía la escala de generación; sin embargo, esto era posible a costa de grandes impactos ambientales, inicialmente no contabilizados.

En la década de los años 90’s surgen tecnologías disruptivas de generación y de electrónica de potencia que cambian el paradigma de la dependencia de los costos de producción a la escala del tamaño de la central; entre ellas, podemos citar a los ciclos combinados (CCGT) que aumentaron la eficiencia de las centrales térmicas, mediante la innovación en su ciclo termodinámico y en su control, en vez del aumento de su tamaño (ver Fig. 5 (Hunt & Shuttleworth, 1997)). Así mismo, surgen tecnologías que aprovechan, con eficiencia mejorada, recursos difusos o dispersos de energía como lo son la energía solar fotovoltaica y la eólica. Igualmente, se crea la posibilidad de aprovechar concentraciones artificiales de recursos energéticos como basuras y vertimientos residuales en forma económica y ambientalmente sostenible. Tal situación conlleva a que se acuñen los conceptos de cogeneración, entendida también como Generación Distribuida, por su situación de cercanía a la demanda.

FIGURA 5: DESARROLLO DEL TAMAÑO ÓPTIMO DE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN TÉRMICA.



Fuente: (Hunt & Shuttleworth, 1997).

La certeza del surgimiento del Cambio Climático ha obligado a la sociedad a reconocer los costos ambientales que implican los desarrollos de las energías centralizadas versus los costos de energía descentralizada más amigables con el medio ambiente. Estos costos ambientales y la baja en los costos de las tecnologías de generación distribuida, han permitido el desarrollo de la competitividad de la energía distribuida o descentralizada cercana a la demanda. En virtud a que el Cambio Climático es un fenómeno global, la ONU estimuló, a través del protocolo de Kioto, el desarrollo de nuevas y renovables formas de energía y de tecnologías y de mercados eficientes de energía.

En este sentido, en el año 2000 surge una iniciativa mundial para acelerar la penetración de la cogeneración de alta eficiencia, la generación in situ y de sistemas de energía renovables descentralizadas que proporcionen beneficios económicos y ambientales y que puedan elevar el perfil de la generación descentralizada como estrategia de mitigación del Cambio Climático de cara a las nuevas negociaciones de la Convención en París-2015. Las tecnologías existentes de energía descentralizada pueden reducir los costos de energía entregada al usuario final y disminuir las emisiones de CO₂. Según las investigaciones de (WADE, 2014) la capacidad instalada de la energía descentralizada, a nivel mundial, era en el año 2001 del 7% y creció al 2005 al 10%; sin embargo la cifra más diciente es que el 25% de la electricidad generada por las nuevas instalaciones, en el mundo, en el año 2005, pertenecieron a instalaciones de energía descentralizadas.

En Colombia, no existen estudios detallados que estimen la capacidad instalada actual de energía descentralizada; debido, tal vez, a que no existe ningún mercado para su participación, que haga transparente su presencia en el sector electro-energético, y reconozca el valor de sus productos, tanto en energía, energía firme, confiabilidad y seguridad de abastecimiento, mitigación de CO₂, etc.. En el camino de superar esta barrera se puede ubicar al esfuerzo legislativo de la ley 1715 de 2014. En un levantamiento muy preliminar de la UPME, efectuado en el año 2008, se afirmaba que la capacidad



instalada de cogeneración industrial en el país podría superar los 850 MW (UPME, 2008) lo que representaría un 6 % de la capacidad instalada total de generación en el Sistema Interconectado Nacional de Colombia de ese año.

Aumento en la eficiencia en transmisión eléctrica

Las pérdidas en el Sistema de Transmisión en Colombia – STN se encuentran en 1.9%. Estos niveles de pérdidas bajarían logrando mayores eficiencias en la transmisión: aumentando los niveles de voltaje, mejorando las eficiencias en la distribución, entre otras.

La contribución a la reducción de la vulnerabilidad ambiental de los sistemas de transmisión y distribución provendrá de la robustez con que estos sistemas cuenten, como la redundancia, calidad – confiabilidad, ubicación, altos niveles de tensión. Igualmente, el desarrollo de redes inteligentes (*Smart Grids*) proveerán mayor transmisión en línea de datos entre los generadores, transmisores, distribuidores y usuarios finales (la demanda) lo cual redundará en manejo eficiente de tales sistemas. En general, estos sistemas *Smart Grids*, propenden por flujo de información bidireccional entre la oferta y la demanda mediante la instalación de medidores y dispositivos que permitan ese flujo en periodos cortos como cada 15 minutos.

Aun cuando en el mundo se conocen desarrollos tipo *Smart City* como en Alemania y España, en donde los *Smart Grids* hacen parte de estos avances; a nivel general estas redes requieren de contadores y dispositivos los cuales se han desarrollado tecnológicamente y a su vez han disminuido sus costos, pero no lo suficiente para que sean aplicables indiscriminadamente. Tales desarrollos o prototipos, aun requieren de ayudas estatales y otros subsidios en países como Colombia.

Sin embargo, existen grandes incentivos para la instalación de estas tecnologías en el país, ya que utilizándolas es posible generar una reducción en los costos. Para lograr este objetivo es necesario que exista una ubicación cercana entre la generación y la distribución, o una forma de acercar el usuario final a la generación.

Existen algunos proyectos que ya están siendo implementados en el mundo. Uno de los proyectos destacados en el ámbito de la eficiencia y la gestión energética es el *de Smart City Málaga*. Con la meta de cumplir con los objetivos 20/20/20 de Europa, este proyecto evitará la emisión de 6.000 toneladas anuales de CO₂ a la atmósfera y aproximará el modelo de negocio de la compañía eléctrica del futuro que se basará en una gestión descentralizada y en una intensa interacción con el cliente.

En la actualidad, Málaga es una *Smart City* de referencia mundial en el campo de la eficiencia energética junto con otras iniciativas ya en marcha como son las de las ciudades de Boulder y Columbus, en Estados Unidos, o Masdar, en Dubai.

4.2.4.3 EJE ESTRATÉGICO 3: ENERGÍAS NO CONVENCIONALES

MEDIDAS	INSTRUMENTOS	HERRAMIENTAS	ACTORES CLAVE
Generación con energía solar	<ul style="list-style-type: none"> Mejorar información sobre oferta de energía solar. Facilitar financiamiento de costos de instalación. Proyectos piloto desarrollados por el Gobierno. 	<ul style="list-style-type: none"> Incentivos económicos Instrumentos institucionales 	<ul style="list-style-type: none"> IDEAM Colciencias <ul style="list-style-type: none"> CAR's UPME CREG Ministerio de Minas <ul style="list-style-type: none"> ANLA
Generación con energía eólica	<ul style="list-style-type: none"> Mejorar información sobre oferta de energía eólica. Facilitar financiamiento de costos de instalación. Proyectos piloto desarrollados por el Gobierno. 	<ul style="list-style-type: none"> Incentivos económicos Instrumentos institucionales 	<ul style="list-style-type: none"> IDEAM CAR's UPME Ministerio de Minas <ul style="list-style-type: none"> CREG Colciencias <ul style="list-style-type: none"> ANLA
Generación con energía geotérmica	<ul style="list-style-type: none"> Mejorar información sobre oferta de energía geotérmica Facilitar financiamiento de costos de instalación. Proyectos piloto desarrollados por el Gobierno. 	<ul style="list-style-type: none"> Incentivos económicos Instrumentos institucionales 	<ul style="list-style-type: none"> IDEAM CAR's UPME CREG Ministerio de Minas <ul style="list-style-type: none"> CREG Colciencias <ul style="list-style-type: none"> ANLA
Generación con biomasa	<ul style="list-style-type: none"> Mejorar información sobre potencial de generación con biomasa. Facilitar financiamiento de costos de instalación. Proyectos piloto desarrollados por el Gobierno. <ul style="list-style-type: none"> Remuneración de vertimientos excedentarios a la red (ley 1715) Fomento de plantaciones forestales con fines energéticos 	<ul style="list-style-type: none"> Incentivos económicos Instrumentos institucionales 	<ul style="list-style-type: none"> CAR's Ministerio minas Ministerio agricultura Empresas del sector agrícola. <ul style="list-style-type: none"> CREG Colciencias <ul style="list-style-type: none"> ANLA
Generación mareo motriz	<ul style="list-style-type: none"> Mejorar información sobre potencial de generación mareomotriz. Facilitar financiamiento de costos de instalación. Proyectos piloto desarrollados por el Gobierno. 	<ul style="list-style-type: none"> Incentivos económicos Instrumentos institucionales 	<ul style="list-style-type: none"> CAR's Ministerio minas Ministerio agricultura <ul style="list-style-type: none"> CREG Colciencias <ul style="list-style-type: none"> ANLA



Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

La generación con energías renovables ayuda a diversificar el mix de tecnologías y la canasta de energía primaria que soporta al sector eléctrico colombiano, asegurando el incremento de seguridad de abastecimiento, proveyendo confiabilidad al Sector inter conectado (SIN), disminuyendo restricciones de red y por ende aumentando la eficiencia del mercado eléctrico; esto lo logra, disminuyendo la huella de carbono por KWh generado del sistema. Es decir esta medida apunta a ser, a la vez, una medida de adaptación y de mitigación del Cambio Climático.

Adicionalmente, la generación y cogeneración con fuentes no convencionales de energía disminuye el riesgo de racionamiento, ya que algunas de estas tecnologías dependen en menor medida del clima. En el caso del recurso eólico, dependiente del clima, tiene un comportamiento complementario al del recurso hidráulico; es decir, es abundante cuando el otro escasea; además se encuentran ubicados en zonas operativas de gran demanda.

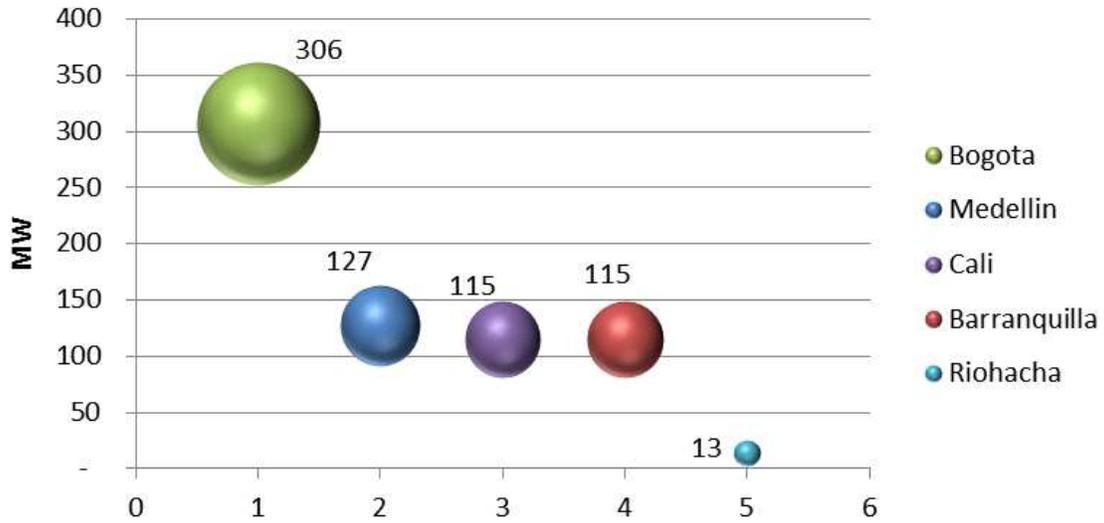
Sin embargo, en Colombia existen barreras de implementación. En la actualidad existe producción de energía a través de cogeneración, pero su aporte no tiene presencia organizada a través de los mercados eléctricos existentes. Esto ha frenado su penetración; igualmente sucede con la energía descentralizada proveniente de fuentes renovables y residuos. Los costos de las energías eólicas y solares vienen disminuyendo a nivel internacional, y comienzan a existir señales de competitividad ante los costes de suministro de electricidad provenientes de la red, en algunas regiones del país.

Para la creación de plantas con energías no convencionales se requieren intervenciones regulatorias. Primero, permitir la participación de la demanda en los mercados eléctricos mayoristas, minorista, de restricciones y de energía en firme. Segundo, universalizar la elegibilidad del suministro de energía eléctrica. Tercero, desarrollar medidas y políticas para incentivar la competencia mayorista y minorista. Y por último desarrollar la reglamentación de la ley 1715 de 2014.

La experiencia internacional de penetración de cogeneración y fuentes no convencionales es profusa, referentes de ella lo constituye la experiencia española, danesa y alemana.

En un estudio reciente de costos de la energía renovable en Colombia, se plantea que el potencial máximo de penetración de capacidad fotovoltaica es de 663 MW, en el sector residencial de las 4 principales ciudades de Colombia (Bogotá, Medellín, Cali y Barranquilla). Ver Figura 6 (UPME, 2014).

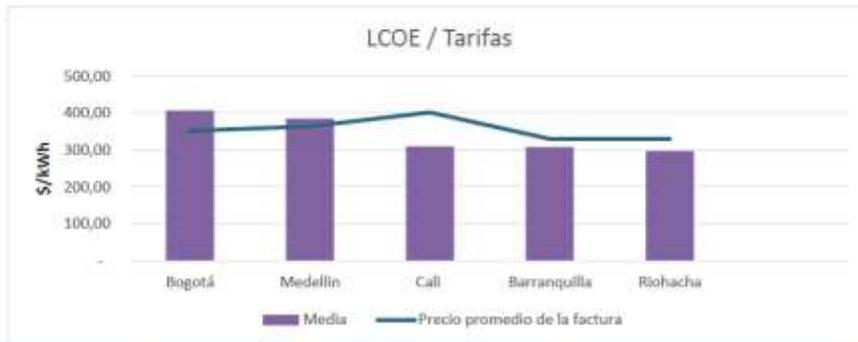
FIGURA 6: POTENCIAL MÁXIMO DE CAPACIDAD DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS EN LOS ESTRATOS 1, 2, 5 Y 6 DE ALGUNAS CIUDADES COLOMBIANAS.



Fuente: (UPME, 2014).

Así mismo, a partir del establecimiento de los costos nivelados de electricidad para estas ciudades, se concluye que para los usuarios residenciales de las ciudades de Cali, Barranquilla y Riohacha, es ventajosa la instalación de capacidad fotovoltaica en sus predios frente a los costos de obtener la energía de la red, ver figura 7.

FIGURA 7: COMPARACIÓN DE LOS COSTOS NIVELADOS LCOE FRENTE A LOS COSTOS DE LA ENERGÍA OBTENIDOS DE LA RED A PARTIR DE LAS TARIFAS, PARA ALGUNAS CIUDADES DE COLOMBIA.



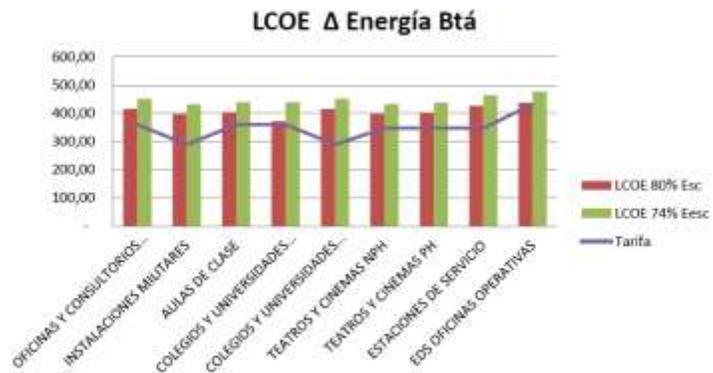
Ciudad	HSS	LCOE FV (USD/kWh)	CU residencial (USD/kWh)	Ventaja FV
Bogotá	4,31	\$ 0,20	\$ 0,18	X
Medellin	4,55	\$ 0,19	\$ 0,18	X
Cali	5,66	\$ 0,15	\$ 0,20	✓
Barranquilla	5,69	\$ 0,15	\$ 0,16	✓
Riohacha	5,90	\$ 0,15	\$ 0,16	✓

* HSS horas de sol estándar (diarias)

Fuente: (UPME, 2014)

En este mismo estudio, se establece que el potencial máximo de capacidad instalada de celdas fotovoltaicas en el sector terciario de Bogotá asciende a 2541 MWp. Además, el efecto de los incentivos de IVA y aranceles propuestos en la ley 1715 de 2014 podrían hacer competitiva la instalación de paneles fotovoltaicos en Universidades colegios y oficinas de las Estaciones de servicio (EDS) ver figura 8.

FIGURA 8: COMPARACIÓN DE LAS TARIFAS DE ENERGÍA FRENTE A LOS COSTOS NIVELADOS DE ELECTRICIDAD CON CELDAS FOTOVOLTAICAS, BAJO LOS EFECTOS DE LOS INCENTIVOS DE IVA Y EXENCIÓN DE ARANCELES DE LA LEY 1715 DE 2014.



Fuente: (UPME, 2014).

A pesar de este potencial, en el estudio se plantea que el tope de la instalación de capacidad de generación de electricidad, a partir de celdas fotovoltaicas, sería limitado por el consumo propio, pues no se visualizan señales económicas que permitan la comercialización de los excedentes.

4.2.4.4 EJE ESTRATÉGICO 4: GESTIÓN DE LA DEMANDA

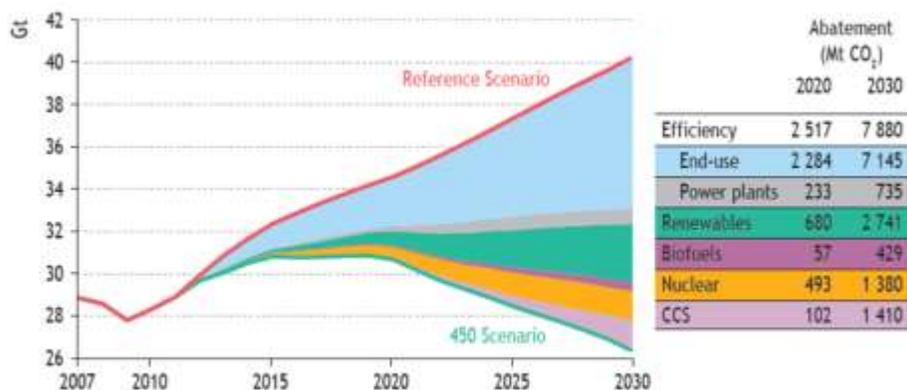
MEDIDAS	INSTRUMENTOS	HERRAMIENTAS	ACTORES CLAVE
Aumento de la eficiencia energética en el sector residencial	<ul style="list-style-type: none"> • Implementación de medidas de eficiencia energética relacionadas con buenas prácticas. • Implementación de medidas de eficiencia energética relacionadas con sustitución de equipos (luminarias, neveras, aires acondicionados, etc.) • Autogeneración- Remuneración de vertimientos excedentarios a la red (ley 1715) • Optimización de la distribución de subsidios • Adopción del reglamento técnico de etiquetado (RETIQ) • Respuesta de la Demanda-Desarrollo del Control Directo de carga. • Tarifas tiempo-variantes TOU, CPP y binómicas (potencia y energía) • Desarrollo de la elegibilidad del suministro (universalización de los usuarios no regulados) 	<ul style="list-style-type: none"> • Incentivos económicos • Comando y control • Instrumentos institucionales 	<ul style="list-style-type: none"> • CREG • Superintendencia de Servicios Públicos. • Empresas Distribuidoras. • UPME y MME
Aumento de la eficiencia energética en el sector terciario	<ul style="list-style-type: none"> • Implementación medidas de eficiencia energética relacionadas con buenas prácticas • Implementación de medidas de eficiencia energética relacionadas con sustitución de equipos (luminarias, equipos de refrigeración, aires acondicionados, etc.) • Adopción del reglamento técnico de etiquetado (RETIQ) • Autogeneración- Remuneración de vertimientos excedentarios a la red (ley 1715) • Respuesta de la demanda – desarrollo de programas de incentivos y precios para el sector terciario. • Desarrollo de la elegibilidad del suministro (universalización de los usuarios no regulados para que puedan elegir su proveedor de energía. • Tarifas tiempo-variantes TOU, CPP y binómicas (potencia y energía) 	<ul style="list-style-type: none"> • Incentivos económicos • Comando y control • Instrumentos institucionales 	<ul style="list-style-type: none"> • CREG • Superintendencia de Servicios Públicos. • Empresas Distribuidoras • UPME y MME

MEDIDAS	INSTRUMENTOS	HERRAMIENTAS	ACTORES CLAVE
Aumento de la eficiencia energética en el sector industrial	<ul style="list-style-type: none"> • Autogeneración • Implementación medidas de eficiencia energética relacionadas con buenas prácticas • Implementación de medidas de eficiencias energéticas relacionadas con sustitución de equipos (luminarias, equipos de refrigeración, motores, compresores, calderas, etc.) • Adopción del reglamento técnico de etiquetado (RETIQ) • Desarrollo de la elegibilidad del suministro (universalización de los usuarios no regulados) • Respuesta de la demanda – desarrollo de programas de incentivos y precios para el sector industrial. • Tarifas tiempo-variantes TOU, CPP y binómicas (potencia y energía) • Participación de la demanda (compradores de energía) en la subasta de energía firme. 	<ul style="list-style-type: none"> • Incentivos económicos • Comando y control • Instrumentos institucionales 	<ul style="list-style-type: none"> • CREG • Superintendencia de Servicios Públicos. • Empresas Distribuidoras • UPME y MME

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

La eficiencia energética y la participación de la demanda en los mercados es el camino para comprometer a amplios sectores de la nación en las medidas de adaptación, mitigación y reversión del Cambio Climático. La eficiencia energética es considerada hoy por la Agencia Internacional de Energía (AEI organismo de la OCDE) como un elemento fundamental de las estrategias de adaptación al Cambio Climático. La AEI ha diseñado el escenario 450 que cumple los compromisos del protocolo de Kioto y asegura la eficiencia energética. (Ver figura 9).

FIGURA 9: ESCENARIO 450 PPM DE CO2 DE DESARROLLO ENERGÉTICO SUSTENTABLE DE LA AGENCIA INTERNACIONAL DE ENERGÍA PARA REVERTIR EL IMPACTO DEL CAMBIO CLIMÁTICO



Fuente: (AEI 2009 Energy 54Outlook)

En Colombia existe un enorme potencial para la eficiencia energética, se calcula que la ineficiencia le cuesta al país US\$5.200 millones anuales (García, Carlos; UPME, 2014). La eficiencia de la matriz energética es mostrada en la figura 10.

Es necesario adoptar un concepto más comprensivo de la eficiencia energética y el sector eléctrico, enfocarla decididamente hacia el uso final, y dejar de verla como una actividad exclusivamente de reducción de demanda y de necesaria subvención. *The Smart Grid: Enabling Energy Efficiency and Demand Response* (Gellings, 2009) propone una nueva definición de la eficiencia energética: “La eficiencia energética implica un esfuerzo deliberado por parte de la sociedad para promover el cambio en la forma de la carga (cantidad o patrón) por el usuario a través de: acciones relacionadas con el equipo energético, como la mejora de la integridad térmica de las edificaciones, junto con la eficiencia de los electrodomésticos; acopladas con acciones no relacionadas con el equipamiento energético, la alteración de los patrones de consumo de utilización; la adopción de usos finales de la electricidad que desplacen a los combustibles fósiles, que reduzcan el consumo energético global y las emisiones.”

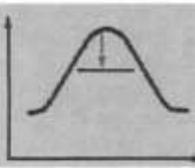
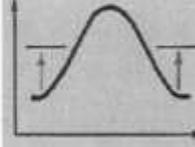
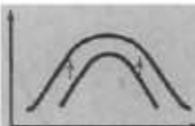
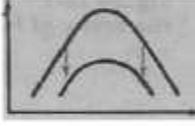
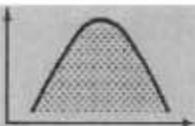
FIGURA 10: EFICIENCIA DE LA MATRIZ ENERGÉTICA COLOMBIANA EN EL 2012.



Fuente: (García, Carlos; UPME, 2014)

Según (Gellings, 2009) las modificaciones deseables de la curva de carga son: la reducción del pico (*peak clipping*), el relleno del valle (*Valley filling*), el desplazamiento de carga (*load shifting*), la eficiencia energética (*energy efficiency*), el despliegue de un nuevo uso eficiente (*deploying new, efficient use*) y la respuesta de la Demanda (*Demand Response*). Para una mayor ilustración de cada concepto (vea la tabla 2).

TABLA 2: MODIFICACIONES DESEABLES DE LA CURVA DE CARGA.

<p>Peak Clipping, or the reduction of the system peak loads, embodies one of the classic forms of load management. Peak clipping is generally considered as the reduction of peak load by using direct load control. Direct load control is most commonly practiced by direct control of customers' appliances. While many service providers consider this as a means to reduce peaking capacity or capacity purchases and consider control only during the most probable days of system peak, direct load control can be used to reduce operating cost and dependence on critical fuels by economic dispatch.</p>	
<p>Valley Filling is the second classic form of load management. Valley filling encompasses building off-peak loads. This may be particularly desirable where the long-run incremental cost is less than the average price of electricity. Adding properly priced off-peak load under those circumstances decreases the average price. Valley filling can be accomplished in several ways, one of the most popular of which is new thermal energy storage (water heating and/or space heating) that displaces loads served by fossil fuels.</p>	
<p>Load Shifting is the last classic form of load management. This involves shifting load from on-peak to off-peak periods. Popular applications include use of storage water heating, storage space heating, coolness storage, and customer load shifts. In this case, the load shift from storage devices involves displacing what would have been conventional appliances served by electricity.</p>	
<p>Energy Efficiency is the load shape change that results from programs directed at end-use consumption. Not normally considered load management, the change reflects a modification of the load shape involving a reduction in sales as well as a change in the pattern of use. In employing energy efficiency, the planner must consider what conservation actions would occur naturally and then evaluate the cost-effectiveness of possible intended programs to accelerate or stimulate those actions. Examples include weatherization and appliance efficiency improvement.</p>	
<p>Deploying new, efficient uses is the load shape change that refers to a general increase in sales beyond the valley filling described previously. This may include electrifying existing fossil uses. These new efficient uses may include the new emerging electric technologies surrounding electric vehicles, industrial process heating, and automation. These have a potential for increasing the electric energy intensity of the U.S. industrial sector. This rise in intensity may be motivated by reduction in the use of fossil fuels and raw materials resulting in improved overall productivity and a reduced impact on the environment.</p>	
<p>Demand Response is a concept related to reliability, a planning constraint. Once the anticipated load shape, including demand-side activities, is forecast over the corporate planning horizon, the power supply planner studies the final optimum supply-side options. Among the many criteria used is reliability. Load shape can be flexible – if customers are presented with options as to the variations in quality of service that they are willing to allow in exchange for various incentives. The programs involved can be variations of interruptible or curtailable load; concepts of pooled, integrated energy management systems; or individual customer load control devices offering service constraints.</p>	

Fuente: (Gellings, 2009)

La eficiencia energética contribuye a disminuir la vulnerabilidad en la medida que eleva el factor de utilización del equipamiento energético disponible, disminuye el estrés de los sistemas de potencia por inversiones en reserva y eleva la eficiencia de los mercados eléctricos.



En los últimos años, la eficiencia energética ha sido una preocupación del estado, manifiesta a través de los planes PROURE; sin embargo, no ha penetrado en la concepción y diseño del mercado y las señales de precios que reciben los usuarios no les motivan a desarrollar una conducta energéticamente eficiente.

Se requiere desarrollar el mercado de la eficiencia energética y de la respuesta de la demanda, a partir de la participación activa de la demanda en todos los mercados energéticos. En la actualidad, para llevar la energía a los usuarios finales se requiere disponer de un sistema de potencia compuesto por oferta de generación, un sistema de transmisión que incluye subestaciones y líneas (con voltajes iguales o superiores a 220 KV), y un sistema de distribución (compuestos por subestaciones y líneas con voltajes inferiores a 220 KV), por lo tanto, si los equipos de uso final tienen un uso más eficiente implica una menor demanda de energía y por tanto menores requerimientos de oferta, transmisión y distribución de energía. De lo anterior se desprende que es necesaria la implementación de planes y programas de uso eficiente de energía desarrollando la reglamentación de la ley 1715 de 2014 tanto en los sectores residencial, comercial, público y en toda la industria.

Por otra parte, los especialistas de la firma consultora creen que existen diversas distorsiones en el mercado que no permiten una mayor eficiencia en el sector. Una distorsión de mercado se considera como aquella intervención que aleja al mercado del equilibrio competitivo. Esta puede provenir de la conducta de los agentes (poder de mercado), de las instituciones de mercado (reglas, subastas, políticas regulatorias que restrinjan la competencia, impuestos, cargos etc.) o del ambiente del mercado (estructura de mercado, monopolios naturales etc.). En consecuencia, es importante entender cuáles son las posibles distorsiones de mercado que podrían existir 1.) **Subsidios**, 2.) **Elegibilidad del suministro** y 3.) **Cargos por congestión**.

1. **Subsidios.** El subsidio en los estratos 1, 2 y 3 en la realidad es un subsidio a la oferta y no a la demanda quien lo ve únicamente en el papel. Lo que se esperaría de la reducción o eliminación del subsidio al estrato 3, es una menor demanda de energía eléctrica por un uso racional en proporción a la energía dejada de subsidiar. Desde cuando se establecieron los toques de subsidio a hoy, se han presentado mejoras en la eficiencia de los equipos de uso final, lo cual sugiere la eliminación o reducción del subsidio. En la reforma tributaria que comienza a regir en el año 2015 se aprobó la continuación de los subsidios a la energía en los estratos 1, 2 y 3. En un 60% para el estrato 1 y 50% para el Estrato 2.
2. **La elegibilidad del suministro** consiste en la libertad que posee el usuario-cliente para elegir al suministrador del servicio de energía eléctrica. La elegibilidad es propia de la organización del sector correspondiente al mercado eléctrico; por lo general su introducción en los mercados eléctricos, se diseña a través de un cronograma de hitos de

cantidades de potencia y/o energía descendentes, que van reduciendo la porción de consumidores regulados, cuyo consumo se rige mediante tarifas; Así, los consumidores no regulados tienen la opción de convertirse en clientes y negociar con los comercializadores las condiciones del suministro, o comportarse como consumidores regulados y aceptar y/o escoger las tarifas que estén reguladas en el mercado minorista de electricidad. Un ejemplo del cronograma de introducción de la elegibilidad en el mercado español se expone en la tabla 3.

TABLA 3 : CRONOGRAMA DE ELEGIBILIDAD DEL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL

Marco Jurídico	Fecha efecto	Niveles de consumo año anterior	Apertura Mercado
Ley 54/1997	01/01/1998	Superior a 15GWh + Tracción	28 % 900 sumin./ 43733 GWh
RD 2820/1998	01/01/1999	Superior a 5 GWh	33,4 % 2286 sumin. / 56291 GWh
	01/04/1999	Superior a 3 GWh	37 % 3809 sumin. / 62331 GWh
	01/07/1999	Superior a 2 GWh	39,6 % 5582 sumin. /66713 GWh
	01/10/1999	Superior a 1 GWh	43,4 % 10083 sumin./ 73053 GWh
RD-L 6/1999	01/07/2000	Tensión de suministro supe a 1000 V	52,3 % 65000 sumin./ 88000 GWh
RD-L 6/2000	01/01/2003	Todos los consumidores	100 % 20.429.224 sumin./ 168414 GWh

Fuente: (Escobar 2012)

Tanto la teoría como la experiencia han mostrado que la eficiencia del mercado aumenta en la medida de la penetración de la elegibilidad del suministro dentro de los usuarios. Una muestra de tal aseveración, se puede observar del comportamiento evolutivo de las curvas agregadas de oferta y demanda para el mercado de producción español durante los años de introducción de la elegibilidad; pues es notorio el comportamiento de incremento de la elasticidad de la curva de demanda en la medida que se iban cumpliendo hitos de elegibilidad y los consumidores iban reaccionando a ellos; así mismo los comercializadores reflejaban la situación en las pujas del mercado mayorista, ver figura 11. (Ramírez-Escobar, 2012).

Es claro entonces que la elegibilidad en condición del desarrollo competitivo de los mercados eléctricos. Constreñir su introducción completa puede generar distorsiones en los mercados eléctricos; pues a la postre se constriñe la participación activa de la demanda y la expresión de toda su potencialidad.

FIGURA 11 EVOLUCIÓN DE LAS CURVAS AGREGADAS DE OFERTA- DEMANDA, PARA LA HORA 5 DEL VALLE DE LOS 2DOS JUEVES DE JULIO DEL MERCADO MAYORISTA ESPAÑOL



a. 2001



c. 2003

b. 2002



d. 2004

Fuente (Ramírez-Escobar, 2012)

3. **Los cargos por congestión:** la congestión existe cuando las líneas de transmisión han llegado a su límite de capacidad de transporte de energía y aparece una restricción, situación que hace que el despacho de generación no sea el “estrictamente económico”, lo que origina una generación más costosa que si no existiera la congestión. Esta situación produce una separación entre los precios marginales a ambos extremos de la línea congestionada.

Para resolver las restricciones de transporte existen dos visiones de productos, una como bien público y otra como bien transable; así:

- En algunos mercados de nodo único; es decir, que considera a la red sin restricciones topológicas para la formación del precio de mercado; se posee una institución de mercado adicional que se encarga de negociar dichas restricciones, a través de una segmentación del mercado. Usualmente dicho mercado toma el nombre de mercado de restricciones. Estas restricciones pueden ser consideradas como una necesidad de inversión pública, al ser considerada la red como un monopolio natural.
- La otra visión, consistente en mirar a las restricciones, como un problema de localización; donde, tanto la oferta como la demanda exponen sus preferencias de localización; en cuyo caso surge un costo marginal de localización y el mercado se subdivide en nodos de distinto peso de costo marginal de localización; Así la formación del precio depende de la localización del nodo en función de las leyes de Kirchhoff, formando así, un precio de localización marginal (LMP). Esta resolución de la tasación de la energía es multimodal y se realiza mediante mecanismos de mercado donde la demanda puede participar mediante Pujas de demanda (DSB), en mercados económicos.

La visión multinodal es mucho más eficiente para resolver las restricciones, cuando ellas existen. Cuando no existen las restricciones de red, los nodos tienen costo marginal de localización equivalentes; es decir, rige un costo marginal único de localización. Esto quiere decir que el nodo único es el caso particular del modelo multinodal cuando no existen restricciones de red.

En Colombia la regulación inicial de los cargos de uso de la red, comenzó en la vía de reconocer zonas eléctricas de localización a través de cargos zonales de uso; sin embargo, esta concepción cambió y hoy opera, enteramente, la visión N° 1, donde existe un nodo único, donde los cargos por uso de la red son diseñados como una estampilla única nacional transite o no energía por la red, y la valoración del costo de restricción corresponde a la diferencia entre un concepto llamado Reconciliación Positiva y otro llamado Reconciliación Negativa, siendo el primero asociado a los generadores despachados fuera de mérito y el segundo a aquellos cuya energía resultó atrapada por la red, siendo su precio menor que el Precio de Bolsa. Estos conceptos se determinan mediante la diferencia entre el Despacho Real (ejecución del Despacho Económico) y el Despacho Ideal. De esta manera, se obtiene el panorama que se muestra en la figura 12, donde es observable que aunque en todas las zonas operativas se producen reconciliaciones positivas, es la zona del Norte (Costa Atlántica) donde su presencia es predominante

permanentemente; mientras que las reconciliaciones negativas predominan en las zonas de Antioquia y del Centro.

FIGURA 12: MAGNITUD DE LAS RECONCILIACIONES POSITIVAS Y NEGATIVAS POR ZONAS OPERATIVAS DESDE MAYO 2012 A OCTUBRE DE 2013.

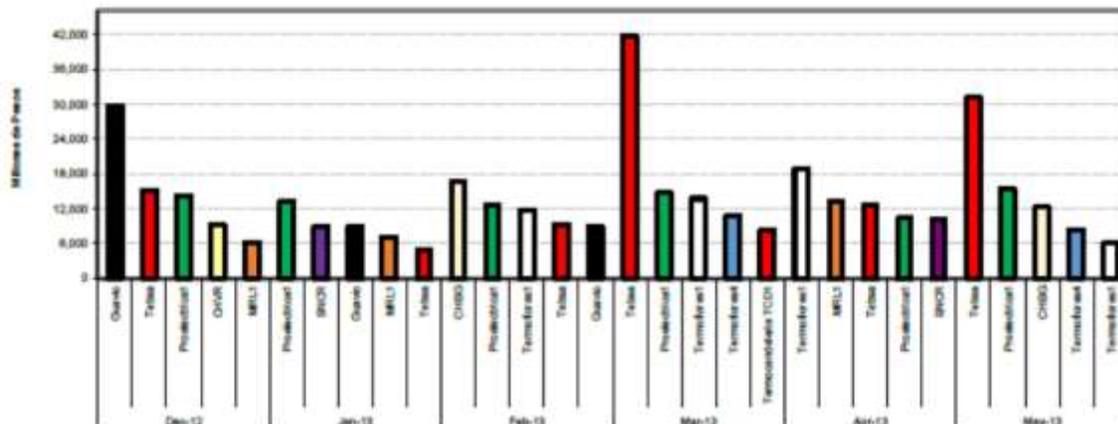


Fuente: (Aguilar Díaz, Roda, & Sánchez Sierra, 2014).

Las reconciliaciones positivas son adjudicadas a plantas que generan fuera del mérito económico del mercado ideal; pero que pueden resolver la restricción cubriendo a un mayor precio la demanda insatisfecha. Estas plantas capturan, entonces, las llamadas rentas por congestión. Estas rentas, en sí mismas, se constituyen como una desviación del mercado competitivo.

En Colombia las rentas por congestión por generación fuera de mérito, vienen siendo capturadas primordialmente por generación térmica ubicada en la zona operativa Norte, como se muestra en la figura 13. Estas plantas por lo general reemplazan la generación meritoria hidráulica y por ende aumentan la huella de carbono por KWh generado en el Sistema Interconectado Nacional, ya que el mercado no prevé la participación de la demanda para resolver las restricciones de red.

FIGURA 13: PLANTAS QUE CAPTURARON RENTAS POR CONGESTIÓN A TRAVÉS DE RECONCILIACIONES POSITIVAS E LAS RESTRICCIONES DE RED DURANTE EL PERIODO DICIEMBRE 2012- OCTUBRE 2013.



Fuente: (Aguilar Díaz, Roda, & Sánchez Sierra, 2014)

Si se emitieran señales de localización para la instalación de generación en la zona Norte y cercana a la demanda, podría incrementarse la instalación de granjas eólicas cercanas a Barranquilla, así como generación distribuida solar-eólica en la propia ciudad; ya que en esa zona existe abundancia de estos recursos energéticos. Esto reforzaría la situación competitiva, que hoy ya posee, la generación distribuida a partir de energía solar y eólica en Barranquilla, mostrada en el estudio UPME-BID (UPME, 2014), reseñado anteriormente en el acápite de energía descentralizada. Tal instalación aliviaría las rentas por congestión del SIN y aumentaría la eficiencia del mercado eléctrico, disminuyendo actuales distorsiones de mercado; además, disminuyendo la huella de carbono actual del SIN.

4.2.4.5 EJE ESTRATÉGICO 5: MEDIDAS INSTITUCIONALES

MEDIDAS	INSTRUMENTOS	HERRAMIENTAS	ACTORES CLAVE
Fortalecimiento de la gestión de la información para la toma de decisiones en adaptación del sector	<ul style="list-style-type: none"> • Fortalecer el IDEAM para la estimación de la oferta de recursos naturales renovables como fuentes de energías no convencionales. • Fortalecer el IDEAM para la evaluación y predicción de los impactos del Cambio Climático. • Actualizar el cálculo de la demanda de energía futura • Fortalecer el IDEAM para monitoreo de parámetros ambientales en las cuencas, no solamente los hídricos. • Fortalecer la coordinación y flujo de información entre entidades del sector energético y ambiental. • Facilitar el acceso a la información disponible (IDEAM y empresas) • Aumentar la transparencia del mercado haciendo pública la información al día siguiente de la transacción. • Desarrollo de Redes inteligentes (Smart Grid) 	<ul style="list-style-type: none"> • Incentivos económicos • Comando y control • Instrumentos institucionales 	<ul style="list-style-type: none"> • IDEAM • MME y MADS • Generadores <ul style="list-style-type: none"> • CAR's • IGAC • UPME • Comités de atención de emergencia <ul style="list-style-type: none"> • CREG • ANH

MEDIDAS	INSTRUMENTOS	HERRAMIENTAS	ACTORES CLAVE
Fortalecimiento de la capacidad de observación y reacción ante eventos climáticos extremos	<ul style="list-style-type: none"> • Fortalecimiento de la Unidad Nacional de Gestión del Riesgo (UNGRD) • Colaboración y coordinación inter-institucional e inter-sectorial entre entidades gubernamentales del sector ambiental, meteorológico y de gestión del riesgo • Creación y fortalecimiento de un sistema local de alertas tempranas en las cuencas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Incentivos económicos • Comando y control • Instrumentos institucionales 	<ul style="list-style-type: none"> • CAR's • UNGRD • Municipios • Generadores <ul style="list-style-type: none"> • CREG • ANH • XM
Inclusión de los posibles efectos del Cambio Climático en la planificación del sector eléctrico	<ul style="list-style-type: none"> • Dotar al DNP, la UPME, el MME, el MADS, CREG, CAR's cada uno en su ámbito de competencia, de herramientas para predecir los efectos potenciales del Cambio Climático y para diseñar estrategias de mitigación y adaptación. • Incluir en los POMCAS medidas y estrategias dirigidas a la mitigación y adaptación al Cambio Climático. • Incluir en los POT's y EOT's medidas y estrategias dirigidas a la mitigación y adaptación al Cambio Climático. <ul style="list-style-type: none"> • Incluir los posibles efectos del Cambio Climático en los Planes de Expansión/Generación del sector energético (información histórica y proyecciones a futuro) • Incluir los posibles efectos del Cambio Climático en los Términos de Referencia de los Proyectos del Sector Eléctrico sujetos a licencia ambiental • Optimizar el potencial hidroenergético de las cuencas, promoviendo la construcción de plantas de tamaño ambiental y económicamente óptimo. <ul style="list-style-type: none"> • Garantizar el abastecimiento y transporte de combustible para las plantas térmicas de respaldo. • Inclusión de la gestión y Respuesta de la demanda en los planes del sector 	<ul style="list-style-type: none"> • Incentivos económicos • Comando y control • Instrumentos institucionales 	<ul style="list-style-type: none"> • DNP • UPME • MME • MADS • CREG • CAR's • ANLA



MEDIDAS	INSTRUMENTOS	HERRAMIENTAS	ACTORES CLAVE
Conexiones internacionales	<ul style="list-style-type: none"> • Impulso a conexiones con Centro América, Ecuador y Venezuela • Fomentar compra-venta de energía a nivel regional 	<ul style="list-style-type: none"> • Acuerdos internacionales • Instrumentos institucionales 	<ul style="list-style-type: none"> • DNP • UPME • MME • MADS • CREG

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

El fortalecimiento de la gestión de la información para la toma de decisiones es importante para la adaptación ya que cuando la población recibe las señales de escasez y riesgo puede actuar de forma eficiente. Estas señales por lo general son y deben ser transportadas por los precios que enfrenten los usuarios de los servicios, con mayor razón los de la energía. Esta lección fue una de las aprendidas durante el fracaso del mercado eléctrico de California en el año 2002, cuando los usuarios del servicio no pudieron ver y enfrentar los precios del mercado mayorista, debido a la desarticulación del mercado minorista diseñado a precio fijo, como actualmente existe en Colombia. Los usuarios del servicio continuaron consumiendo sin conocer que estaban próximos a enfrentar el peor racionamiento de su historia y el desbalance de todo el mercado.

El sistema de precios como mecanismo de información ayuda a disminuir la vulnerabilidad, pues la economía del conocimiento permite a los individuos tomar la acción correcta. Solamente la información más esencial es filtrada, y sólo llega a quienes les concierne; así, los precios son reclamados como los portadores de todas las necesidades individuales conocidas sobre otros, y de las restricciones sociales y físicas de todas las actividades subyacentes a esos precios (Hayek 1984). Este postulado de Hayek toma relevancia para desarrollar mercados que ayuden a prevenir y adaptarse al Cambio Climático. En este caso la información de bienes públicos como el agua, la georreferenciación y los resultados de los mercados en que los usuarios deben considerarse agentes económicos y no pueden ser tratadas como estrategia de agentes privados; sino, como la base para construir mercados adaptables a las exigencias particulares de procesos globales fuera de nuestro control.

Sin embargo estas medidas no se han implementado pues el mercado de energía eléctrica colombiano es un mercado joven signado por la persistente situación de conflicto, donde la información energética tiene carácter estratégico-militar. Para poderse llevar a cabo es necesaria la consolidación de un escenario de paz y el desarrollo de la participación de la demanda en los mercados eléctricos.

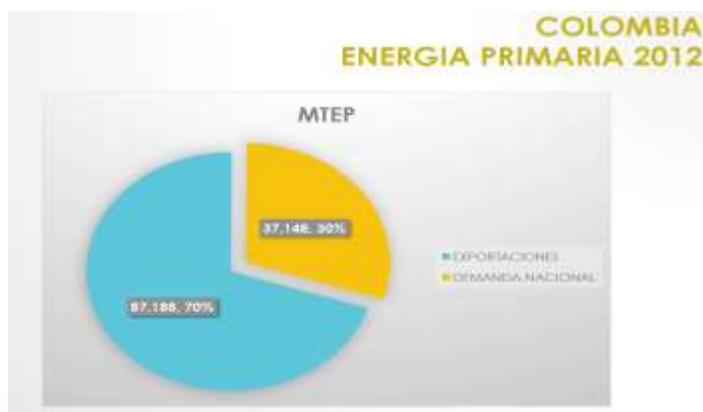
La transparencia de los mercados y las bases de datos de bienes públicos en los mercados es usual en las normas inherentes a los mercados con participación de la demanda como el mercado inglés, PJM, y ERCOT.

Otro aspecto importante en la gestión de la información, es evaluar posibles escenarios que el país presentara en el futuro, tales como la consolidación de la paz. En la actualidad la UPME es la entidad encargada de identificar los requerimientos de energía del sector residencial y de los diferentes agentes económicos. Elaborar las proyecciones de demanda de energía eléctrica en el corto, mediano y largo

plazo, para lo cual utiliza variables como el PIB cuyo comportamiento futuro es proyectado por el Ministerio de Hacienda, obedeciendo a las expectativas que tiene el Gobierno en materia económica en especial las expectativas futuras de la economía, en diferentes escenarios incluidos condiciones de paz o de guerra. Con ésta y muchas otras variables económicas y utilizando diferentes modelos, la UPME revisa en periodos cercanos a trimestres, las proyecciones de demanda eléctrica en horizontes de 20 años. Se producen tres escenarios de demanda como son: bajo, medio y alto.

Colombia es un país con inmensos recursos energéticos, en el año 2002 fue considerada como la quinta nación a nivel mundial en el índice de competitividad energética (ver Figura 8. (Institut Choiseul & KPMG, 2012)). La capacidad exportadora de productos de energía primaria colombianos es enorme como se muestra en la figura 14.

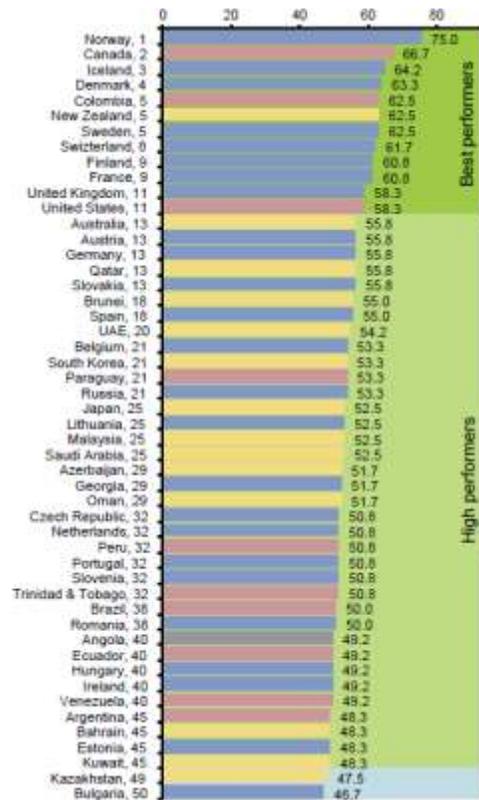
FIGURA 14: COMPOSICIÓN DEL DESTINO DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA EN COLOMBIA EN 2012



Fuente: (García, Carlos; UPME, 2014).

Los países que comparten con Colombia los puestos de mejor desempeño de Índice de competitividad energética son países industrializados, miembros de la OCDE, que utilizan sus recursos energéticos intensivamente para agregar valor a su economía a través de su industria, ver figura 14.

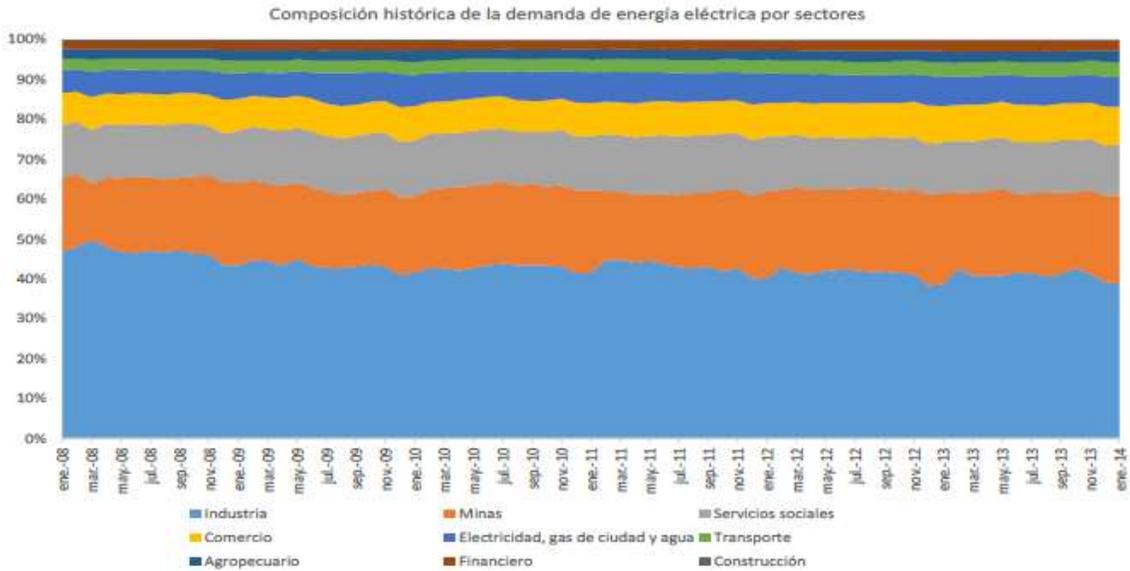
FIGURA 15; CLASIFICACIÓN DE LOS PRIMEROS 50 PAÍSES DEL MUNDO SEGÚN EL ÍNDICE DE COMPETITIVIDAD ENERGÉTICA



Fuente: (Institut Choiseul & KPMG, 2012).

Sin embargo, Colombia posee un bajo índice de industrialización, pues la industria solo aportó el 12,5 % del PIB en 2013, y viene decreciendo su aporte en el valor agregado económico del país, pues en el año 2007 era del 15,7%. El consumo de electricidad refleja esta situación que se torna evidente cuando se escruta el comportamiento histórico del consumo de electricidad por sectores ver figura 16.

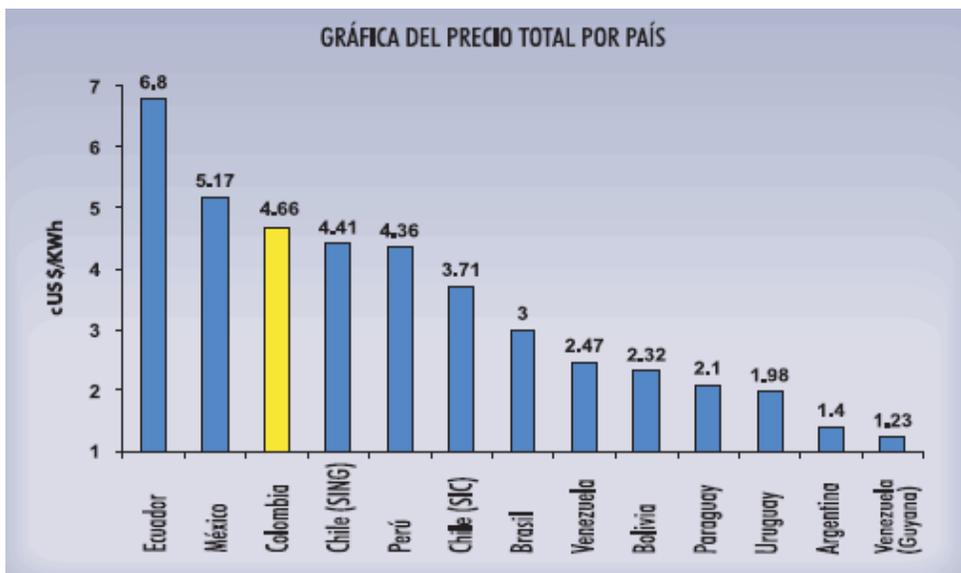
FIGURA 16: EVOLUCIÓN DE LA COMPOSICIÓN DE LA DEMANDA DE ELECTRICIDAD POR SECTORES DE LA ECONOMÍA ENE 2008- ENE 2014.



Fuente: (UPME, 2014).

Aunque algunos analistas y entidades estatales explican que este comportamiento se debe al efecto de cierta “enfermedad holandesa” en la economía colombiana, los industriales insisten en hallar en los precios de los insumos y principalmente el de la energía eléctrica, como una de las posibles causas de la desindustrialización. Se basan en argumentos comparativos de las tarifas de energía eléctrica a nivel industrial, a que hacen frente en Colombia comparados con otros países de la región. Así, ubicaron en el año 2003 a Colombia como el tercer país más costoso entre 8 países de América Latina estudiados ver figura 17. (UPME & ANDI, 2004).

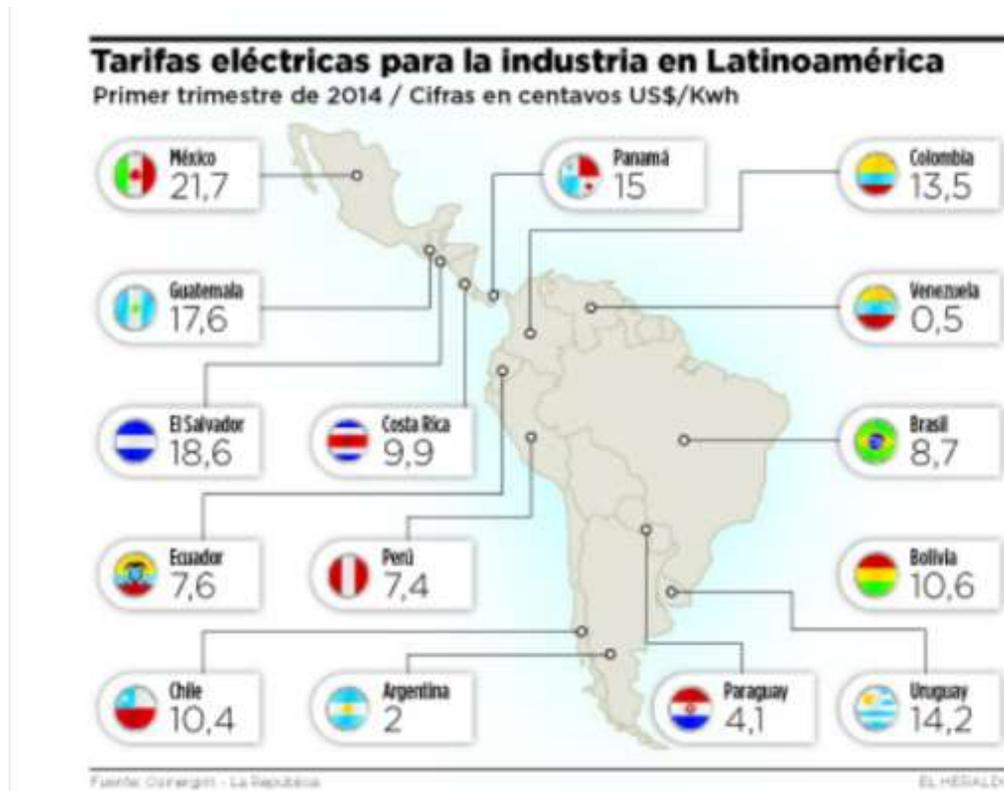
FIGURA 17: PRECIO QUE ENFRENTARON LOS GRANDES CONSUMIDORES EN AMÉRICA LATINA EN 2003.



Fuente: (UPME & ANDI, 2004).

Este comportamiento se ha mantenido en el 2014 como se puede apreciar de Figura 18:

FIGURA 18 TARIFAS ELÉCTRICAS PARA EL SECTOR INDUSTRIAL EN AMÉRICA LATINA EN EL PRIMER TRIMESTRE DE 2014.



Fuente: Redacción la República, 2014

En un probable escenario de paz, donde se disminuyan los riesgos de inversión nacional y extranjera; y se le otorgue a la energía un papel de recurso competitivo estratégico para el desarrollo, de manera que los recursos energéticos abundantes puedan manifestarse en productos de energía primaria baratos. Además, considerando que la industria es el vehículo idóneo para agregar valor económico a la energía, como lo ha sido en la historia de los países industrializados; y teniendo en cuenta, que nuestra característica demográfica actual concentra a la población colombiana en las ciudades, la industria, como sector preferentemente citadino, podría constituirse en una actividad viable socialmente y competitiva económicamente. Esto cambiaría ostensiblemente los patrones de curva de carga que existen hoy en Colombia, aplanándola en virtud del uso intensivo de la energía en la economía nacional. Hoy la competitividad de nuestros recursos energéticos es mejor aprovechada y reconocida en el exterior que en el interior del país. En esto tiene que ver el hecho de que la huella de carbono del producto industrial, intensivo en energía eléctrica, elaborado en Colombia, sería inferior al de muchos países industrializados, en virtud de la predominancia renovable de su mix de tecnologías de generación.

En cuanto a la medida de interconexión energética regional, es necesaria la relación principalmente con los países de Centro y Suramérica. Partiendo de que Colombia cuente con una red de transmisión interna fuerte y conexiones internacionales adecuadas, se podrá aprovechar la complementariedad de las estacionalidades hídricas, eólicas y solares existentes tanto a nivel nacional como internacional. Lo anterior, permitirá a los países interconectados comprar o vender la energía requerida disponible, sin

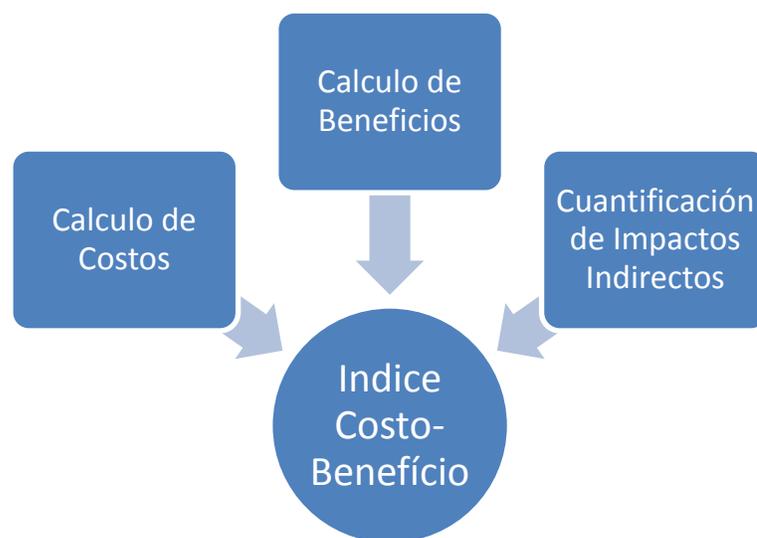
embargo, para realizar tales intercambios es necesario que los países involucrados cuenten con un sistema regulatorio que facilite tales intercambios comerciales. Esquema regulatorio técnico, comercial y contractual.

5. Metodología para el análisis costo-beneficio de las medidas de adaptación

5.1 Introducción

En este capítulo, se explicará la metodología de Análisis Costo Beneficio (ACB), que permite priorizar las medidas de adaptación al Cambio Climático expuestas con anterioridad en la sección 6.2.4. Según (United Union, 2011) el análisis consiste en calcular y comparar los diferentes costos y beneficios de un determinado proyecto de forma monetaria, para encontrar cuál es la medida que ayuda a la sociedad a maximizar el bienestar económico. Adicionalmente, (Bruin, 2011) asegura que esta herramienta es útil en la valoración de afectaciones por el Cambio Climático dado que se enfoca en las características cuantitativas y en la eficiencia de las medidas a adoptar. En la Figura 19 se pueden observar cuales son los insumos necesarios para estimar el Índice de Costo Beneficio.

FIGURA 19 INSUMOS ANÁLISIS COSTO BENEFICIO (ACB)



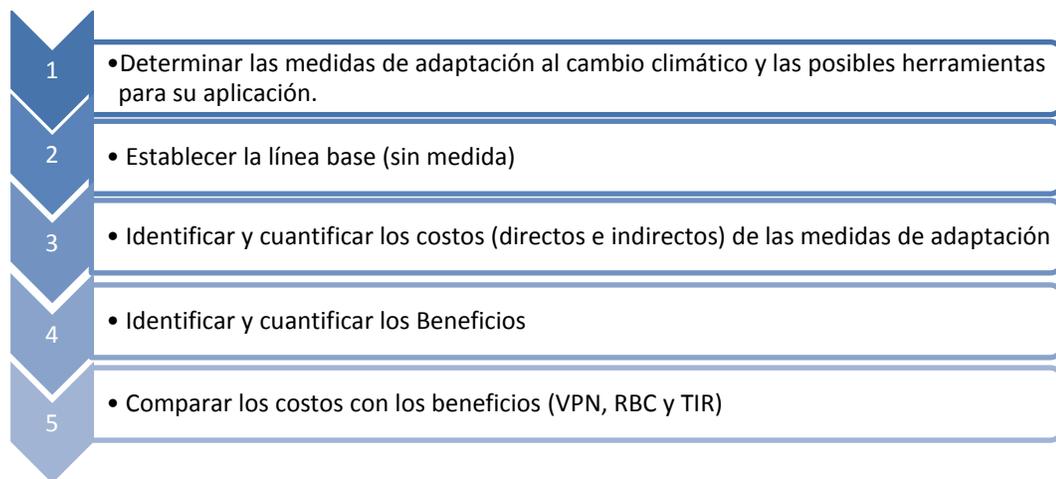
Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

Una vez se tiene el valor monetario de los costos y beneficios para todo el periodo de análisis, es posible utilizar tres criterios para decidir cuáles de las diferentes medidas deben ser implementadas. El primero de ellos es el Valor Presente Neto (VPN) que se calcula utilizando una tasa de descuento, de manera que se tiene en cuenta el valor del dinero en el tiempo. Otra alternativa es utilizar la Relación Beneficio Costo (RBC) que hace referencia al cociente en valor presente entre los beneficios y los costos agregados

para toda la vida útil del programa. La tercera alternativa es la Tasa Interna de Retorno (TIR), la cual mide la rentabilidad promedio anual generada por el capital invertido en el proyecto (Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial & CEDE). Estos tres instrumentos se explican en detalle en la sección 7.5.2.

A través de estos tres instrumentos es posible priorizar las medidas de adaptación al Cambio Climático. Para hallar la medida de bienestar social a través del ACB, se deben realizar cinco pasos (ver Figura 20). El primero es determinar tanto las medidas de adaptación como las herramientas que permiten su aplicación. Este primer paso (identificar las medidas y las herramientas) fue realizado con anterioridad (UPME, 2013) y se presenta en la sección 6.1. Con las medidas y herramientas determinadas, es posible hallar la línea base y posteriormente monetizar los costos y los beneficios. Por último, con la ayuda de las tres herramientas descritas, VPN, RBC y TIR es posible realizar la comparación de beneficios y costos, como se muestra en la Figura 20.

FIGURA 20: ETAPAS DEL ANÁLISIS COSTO BENEFICIO (ACB)



Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS a partir de United Nations, 2011

Teniendo en cuenta los cinco pasos expuestos, en desarrollo de este estudio se aplicará la metodología de Análisis Costo Beneficio (ACB) con el objetivo de priorizar las medidas de adaptación al Cambio Climático. Adicionalmente, se llevará a cabo un análisis de sensibilidad que permitirá evaluar cuales parámetros afectan en una mayor medida los resultados del ACB, dado que existe cierta incertidumbre en cuanto a la exactitud de los datos utilizados.



5.2 Revisión de literatura

Para este proyecto se realizó una revisión bibliográfica a nivel internacional de diferentes estudios que utilizaron como herramienta de análisis la metodología de costo beneficio. Esta búsqueda permitió encontrar cuales son los insumos necesarios para utilizar esta metodología en la priorización de medidas de adaptación y qué puntos son claves en el análisis. Si bien los estudios relacionados con los costos de medidas de adaptación al Cambio Climático con un enfoque de Análisis Costo Beneficio (ACB) son limitados, se identificaron 16 estudios relevantes para este caso.

De los 16 estudios revisados, cinco de ellos realizan un ACB con un escenario base y uno con proyecto y los comparan para hallar la rentabilidad social de la medida de adaptación. Cuatro estudios realizaron el ACB de la adaptación al Cambio Climático de manera general, es decir, para evaluar tanto sus costos como sus beneficios sin valorar una medida específica. En estos estudios se evaluaron los impactos en los diferentes sectores de la economía. Cinco de ellos usaron más de dos escenarios para observar diferentes efectos del Cambio Climático. De estos, tres incorporaron análisis de sensibilidad ante diferentes tasas de descuento; y los demás evaluaron la sensibilidad de los indicadores de ACB ante cambios en el esfuerzo realizado. Cinco estudios incorporaron criterios cualitativos adicionales al incluir análisis multi-criterio.

Algunos estudios incluyen revisiones teóricas que proporcionan los insumos para plantear la mejor estrategia de implementación de la metodología. Un estudio relevante es el *México: Cost-benefit analysis for prioritising climate change adaptation measures* (GIZ, s.f.) En este estudio se explican los pasos necesarios para llevar a cabo el ACB: i. Acordar las medidas; ii. Establecer una línea base; iii. Cuantificar costos y beneficios y compararlos. Adicionalmente, en este estudio se exponen aspectos a tener en cuenta para que el ACB sea una buena herramienta para priorizar las medidas de adaptación.

Las recomendaciones incluyen, primero, tener en cuenta la incertidumbre en el análisis, ya que la magnitud y variabilidad de los cambios climáticos afecta los costos, beneficios y la eficacia de las medidas; y segundo, tener en cuenta los efectos intangibles, los cuales pueden determinar que un proyecto sea rentable desde el punto de vista social. Adicionalmente, los autores recomiendan tener un equipo multidisciplinario para llevar a cabo el ACB; esto con el objetivo de incorporar los diferentes aspectos económicos, ambientales y sociales del Cambio Climático y sus implicaciones en los proyectos emprendidos.

Por otra parte en el estudio *Costos y Beneficios de la Adaptación al Cambio Climático en América Latina que se desarrolló para las condiciones del Perú*, (Galarza & Hesse, 2011) se incluyen también recomendaciones sobre la metodología a implementar para realizar el ACB. Las recomendaciones incluyen etapas similares a las presentadas en el estudio *México: Cost-benefit analysis for prioritising*



climate change adaptation measures (GIZ, s.f.), pero se añaden, en el primer paso, la identificación del impacto climático (como medida de riesgo) y la sugerencia de adelantar análisis de sensibilidad para incluir “variaciones en la probabilidad de ocurrencia de los impactos ocasionados por el Cambio Climático” (Galarza & Hesse, 2011, pág. 31). Adicionalmente, este estudio presenta consideraciones metodológicas con respecto a la valoración, la tasa de descuento y el horizonte de tiempo. En cuanto a la valoración, el estudio recomienda incluir el Cambio Climático como una externalidad en el ACB con el objetivo de incluir los cambios en los flujos de los costos y beneficios y la afectación a terceros. En relación con la tasa de descuento, el estudio indica que éste es un elemento que puede afectar la estimación de la rentabilidad esperada de un proyecto, dado que determina la valoración de los flujos futuros. El estudio utiliza la tasa de descuento del Sistema Nacional de Inversión Pública de Perú, la cual es del 11%; sin embargo esta puede cambiar dependiendo de las especificidades de los proyectos. Por último, según los autores, la determinación del horizonte de tiempo es importante dado que los proyectos ambientales tienen efectos a largo plazo; por esta razón, el estudio utiliza un periodo de entre 10 y 15 años, que corresponde con lo establecido internacionalmente, aunque se enfatiza que dicho horizonte debe estar determinado por las características específicas de cada proyecto.

Otros estudios han desarrollado el ACB para proyectos específicos ajustando la metodología a las características de los mismos. En la mayoría de ellos, el análisis se realizó teniendo una línea base (el escenario sin la medida de adaptación) así como un escenario con medida de adaptación. Esto permitió comparar ambos escenarios y determinar la rentabilidad social de la implementación de la respectiva medida. En *Assessing the cost and benefits of adaptation options* (United Union, 2011). Incorpora tres escenarios: *i.* la línea base; *ii.* Un escenario con una baja inversión o esfuerzo, y *iii.* Un escenario con alto esfuerzo. Esto hace el estudio más robusto en cuanto a los resultados dado que se incluye una estimación más amplia de los posibles impactos que podrían ocurrir ante las diferentes opciones de esfuerzo. Sin embargo, para incorporar múltiples escenarios de esfuerzo, como los analizados en el estudio mencionado anteriormente, es necesario contar con información específica que permita realizar las estimaciones respectivas. Otra variación del análisis se presenta en el estudio *Participatory design of farm level adaptation to climate risks in an arable region in The Netherlands* (Schaap, Reidsma, Verhagen, Wolf, & Ittersum, 2013) donde se utilizaron diferentes porcentajes de afectación por el Cambio Climático lo que ayuda a determinar el costo-beneficio ante diferentes escenarios de magnitud del cambio.

Los estudios internacionales también incluyen análisis de sensibilidad para algunos componentes financieros de la metodología, como la tasa de descuento social y el horizonte de vida de las medidas. En el estudio *The Economics of Swiss Hydropower Production* (Canzler, 2012), por ejemplo, se realiza el ACB con diferentes tasas de descuento para identificar la variabilidad de los indicadores ante diferentes percepciones de la rentabilidad esperada de los recursos.

Esta información se resume en la Tabla 4, donde se presentan todos los estudios analizados, la región, las medidas que evaluaron los estudios, los costos y beneficios asociados y la metodología implementada.

TABLA 4: REVISIÓN LITERATURA

Título/Autor	Región	Medidas Consideradas	Costos y Beneficios	Metodología de Análisis
Costos y Beneficios de la Adaptación al Cambio Climático en América Latina - Galarza y Hesse (2011) (Galarza & Hesse, Costos y Beneficios de la Adaptación al Cambio Climático en América Latina, 2011)	América Latina	Caso Agricultura: Rotación de cultivos	<ul style="list-style-type: none"> Costos: mano de obra calificada y no calificada, maquinaria agrícola, insumos y comercialización Beneficios: ingresos (privados), eficiencia y disminución en la utilización de agua (social) 	Se realiza primero una Análisis Costo Beneficio (ACB) de la situación sin medida de adaptación (proyecto) y luego con proyecto y se compara la rentabilidad social.
		Caso Agua: establecimiento de un sistema de riego tecnificado y reservorio	<ul style="list-style-type: none"> Costos privados: reservorio, instalación de la red, operación, mantenimiento y asistencia técnica Beneficios: gerencia en productividad (privado) y ahorro agua vía liberación (social) 	
		Caso Forestal: Manejo Sostenible de los Bosques	<ul style="list-style-type: none"> Costos privados: mano de obra, transporte, herramientas y derecho de aprovechamiento Beneficios: ingresos por venta (privados) costo evitado por degradación forestal, aumento en capacidad de extracción en la zonas concesionadas (social) 	
	Reino Unido	Mejoras en los espigones y espolones para evitar inundaciones y erosión en la costa	<ul style="list-style-type: none"> Costos: mejoras en el malecón Beneficios: costos evitados de inundación 	Comparar tres escenarios; el primero sin medida de adaptación (línea base), el segundo con un esfuerzo mínimo y el tercero con un esfuerzo máximo

Título/Autor	Región	Medidas Consideradas	Costos y Beneficios	Metodología de Análisis
Assessing the costs and benefits of adaptation options an overview of approaches - United Nations Framework Convention on Climate Change (2011)	Bolivia	Construir reservorios de agua	<ul style="list-style-type: none"> • Costos: infraestructura, mano de obra • Beneficios: disminución de la erosión, aumento en la disponibilidad el agua 	Se realiza un ACB utilizando tasas de descuento sociales y precios sombra; que reflejan un aumento en el bienestar social como resultado de la disminución de migración y aumento de los ingresos en la región.
		Mejorar el sistema de agua potable		
		Crear un sistema de bombeo de agua		
	Nepal	Inversión en sistemas de irrigación	<ul style="list-style-type: none"> • Costos: infraestructura, mano de obra y costos de oportunidad • Beneficios: disminución de la erosión, aumento en la disponibilidad del agua 	Se realiza primero una ACB de la situación sin proyecto y luego con proyecto y se compara la rentabilidad social.
	Gambia	Sistema de bombeo de agua subterránea a través de energía solar	<ul style="list-style-type: none"> • Costos: infraestructura, mano de obra y operación • Beneficios: mayor irrigación (medido a través de modelos agrícolas) 	Se realiza ACB con diferentes tasas de descuento para mirar el cambio en la relación costo beneficio
Participatory design of farm level adaptation to climate risks in an arable region in The Netherlands - Schaapa, Reidsma Verhagena, Wolf van Ittersumb (2013)	Holanda	Manejo de cultivos: mejoras en la irrigación y drenaje	<ul style="list-style-type: none"> • Costos: costos de producción, mano de obra, infraestructura • Beneficios: ingresos por ventas y costos evitados por perdidas de cosechas. 	Se crean diversos escenarios con diferentes porcentajes de afectación dado el Cambio Climático. Se realiza el ACB para cada uno y se priorizan medidas dependiendo del caso

Título/Autor	Región	Medidas Consideradas	Costos y Beneficios	Metodología de Análisis
An economic analysis of adaptation to climate change under uncertainty - Bruin (2011)	Holanda	Protección en las costas para prevenir inundaciones	<ul style="list-style-type: none"> • Costos: infraestructura, • Beneficios: costos evitados por pérdidas dadas las inundaciones, turismo, mejoramiento en la calidad de la naturaleza 	Se realiza primero una ACB de la situación sin medida de adaptación y luego con medida y se compara la rentabilidad social.
An Economic Analysis of Climate Change Impacts and Adaptations in New York State - Leichenko et al. (2014)	Nueva York	Protección en las costas para prevenir inundaciones	<ul style="list-style-type: none"> • Costos: directos, indirectos, de impacto y de daño residual • Beneficios: gastos no incurridos por pérdidas de desastres 	Se realiza ACB para determinar la relación entre los recursos invertidos y los gastos no incurridos en pérdidas por desastres.
Análisis Costo Beneficio para medidas de Adaptación al Cambio Climático - Elsa Galarza (2012)	Perú			Se realiza el análisis ABC para los beneficios y costos del Cambio Climático en la oferta de recursos hídricos.
Accounting for the Effects of Climate Change - Department of environment food and Rural Affairs (2009)	Reino Unido Thames	Adaptación de muros de contención	<ul style="list-style-type: none"> • Costos: de infraestructura, mano de obra • Beneficios: costos evitados por inundación 	Se realiza el ACB teniendo en cuenta un escenario base y se complementó con análisis multi-criterio para analizar las medidas dados diferentes escenarios.
Sweden facing climate change - threats and opportunities Swedish Commission	Suecia	Prevención de deslizamientos e inundaciones	<ul style="list-style-type: none"> • Costos: infraestructura • Beneficios: costos evitados 	Se realiza ACB para escoger las mejores medidas.

Título/Autor	Región	Medidas Consideradas	Costos y Beneficios	Metodología de Análisis
on Climate and Vulnerability (2007)				
An Assessment of Climate Change Vulnerability, Risk, and Adaptation in Albania's Power Sector - Philippe H Le Houerou (2009)	Albania	Se utiliza el ACB para determinar cuál es la mejor energía alternativa que se debe implementar para adaptarse al Cambio Climático	<ul style="list-style-type: none"> • Costos: implementación tipo de energía, valor del agua, gases efecto invernadero, valor de los ecosistemas • Beneficios: costos evitados, disminución en afectaciones ambientales 	Se realiza el ACB para las diferentes tecnologías
The economics of swiss hydropower production - Charlotta Canzler This (2012)	Suiza		<ul style="list-style-type: none"> • Costos: producción, cambios en los suelos, pérdida de biodiversidad(social) • Beneficios: costos evitados , trabajos creados(social) 	Se realiza ACB y se analizan cuáles pueden ser las tasas de descuento más adecuadas para el estudio.
Cost-benefit analysis for prioritising climate change adaptation measures: an example for Mexico - Michael Hoppe (2013)	México	Este estudio muestra de forma general como el ACB es una herramienta útil para comparar diferentes medias de adaptación	<ul style="list-style-type: none"> • Costos: bienes y servicios producidos por el proyecto, inversión, operación, afectación al ambiente (social) • Beneficios: tiempo liberado y efectos culturales (social) 	Se realiza ACB teniendo en cuenta los costos directos, indirectos e intangibles.
Guidance on water and	Holanda	Protección de la costa		Se realiza ACB para saber cuál es la mejor

Título/Autor	Región	Medidas Consideradas	Costos y Beneficios	Metodología de Análisis
adaptation to climate change - Economic Commission for Europe (2009)				opción que el comité debe tomar.
Hydro Power Vs Thermal Power: A Comparative Cost-Benefit Analysis- Adesh Sharma (2010)	India	Construcción hidroeléctrica	<ul style="list-style-type: none"> • Costos: inversión, operación, afectación al ambiente (social) • Beneficios: energía renovable, empleo, crecimiento económico (social) 	Se realiza un ACB entre una planta hidroeléctrica y una termoeléctrica
An assessment of climate change vulnerability, risk, and adaptation in Albania's energy sector - HEAT (Hands-on Energy Adaptation Toolkit)	Albania	Las medias evaluadas tienen que ver con las diferentes opciones para enfrentar una posible disminución en la producción de energía. Importar energía Mejorar la producción hidroeléctrica tanto en pequeñas como grandes plantas.	<ul style="list-style-type: none"> • Costos: inversión, operación, valor agua, ambientales valor de ecosistemas (social) • Beneficios: energía renovable, empleo, crecimiento económico (social) 	Se realiza ACB para priorizar las diversas medidas
Comparison of hydropower options for developing countries with regard to the environmental, social and economic aspects - Arthur	Reino Unido	Construcción de planta hidroeléctrica	<ul style="list-style-type: none"> • Costos: inversión, operación, perdida en agricultura (social) • Beneficios: ingresos, productividad, reducción en la deforestación, crecimiento económico 	Se realiza ACB para comparar tres diferentes plantas hidroeléctricas



Título/Autor	Región	Medidas Consideradas	Costos y Beneficios	Metodología de Análisis
Williams, Stephen Porter (2014)				

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

A partir de esta revisión de experiencias internacionales, en este estudio se consideró pertinente realizar el ACB de las diferentes medidas consideradas, utilizando un escenario base y uno que considere la implementación de la respectiva medida. Adicionalmente, considerando la incertidumbre asociada a las diferentes medidas y sus efectos, se consideró relevante hacer análisis de sensibilidad que permitan determinar el efecto de diferentes escenarios de costos y tasas de descuento sobre los indicadores resultantes del ACB.

5.3 Caracterización económica de las herramientas asociadas a las medidas de adaptación

Como se expuso en la sección 6.1, existen 23 medidas de adaptación organizadas por ejes estratégicos: ambiental, optimización en la generación y transmisión de energías, fuentes no convencionales de energía, gestión de la demanda y medidas institucionales. Estas medidas tienen, una serie de herramientas o proyectos para su desarrollo; que en total son 115. La priorización de estas herramientas o proyectos se realizará mediante el ACB

Esas herramientas o proyectos se clasifican en tres categorías para la aplicación de la metodología de análisis económico. Las categorías son: incentivos económicos, comando y control y medidas institucionales. De esta forma, por cada medida de adaptación se van a evaluar hasta tres herramientas (una por cada categoría). Si la medida presenta más de tres herramientas o proyectos estos se agruparán de acuerdo a las tres categorías. De esta manera el análisis de un caso particular se puede ampliar a la categoría específica, para tener así un análisis completo de todas las herramientas o proyectos dependiendo del grupo al que pertenecen. A continuación se describe cada una de las tres categorías de herramientas o proyectos a ser evaluadas desde el punto de vista económico.

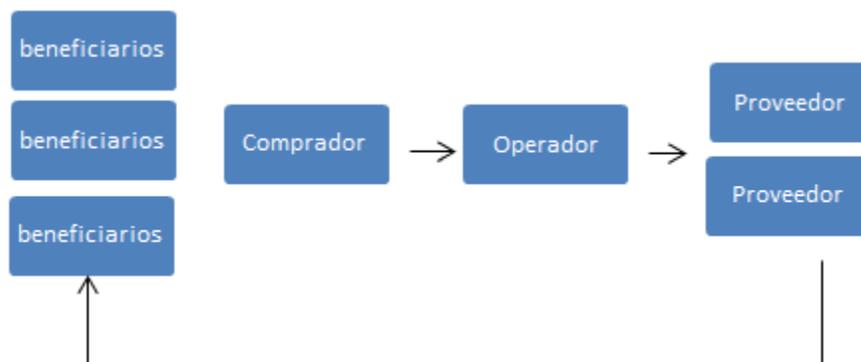
5.3.1 Incentivos económicos

Esta categoría hace referencia a los casos en los cuales para lograr cierto objetivo social, el Gobierno otorga incentivos económicos a particulares. Un ejemplo de esto es el pago por servicios ambientales (PSA), en donde se le paga al propietario de un predio que contiene alguna zona con relevancia ambiental para que cambie el uso del suelo con el fin de proteger la respectiva área.

En este ejemplo, este esquema de incentivos económicos según Wunder (2005) incluiría beneficiarios (los que obtienen los beneficios del servicio ambiental; usualmente en la sociedad), compradores (quienes aportan los recursos para la implementación de los proyectos), operadores (quienes son responsables de la organización y control), y proveedores (los propietarios de las tierras).

Esta relación se expone en la Figura 21, donde se muestra cual es el flujo de los capitales en el ejemplo del pago por servicios ambientales.

FIGURA 21 RELACIÓN DE PARTICIPANTES EN PSA



Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS a partir de Pago por Servicios Ambientales Marco Conceptual y aplicación en Colombia (s.f.)

Los PSA generan beneficios sociales, como la protección de ecosistemas (bosque, páramo, entre otros), así como beneficios privados por los pagos monetarios a pequeños propietarios (González & Riascos, 2007). En Colombia existen proyectos para la protección de bosques y páramos, en donde los propietarios cambian el uso de la tierra de agrícola, pastoreo o de explotación por uno de restauración pasiva. Para los casos colombianos los proyectos presentan los dos beneficios mencionados.

5.3.2 Comando y control

La categoría comando y control corresponde a las herramientas en las que las entidades gubernamentales intervienen directamente en la creación o implementación de proyectos para reducir la vulnerabilidad sectorial y geográfica (CEPAL, 2011). En este caso, el componente de adaptación es esencial pero también se incluyen otras consideraciones sociales tales como la sostenibilidad ambiental y la pobreza. La ejecución y control de los proyectos hace parte de las responsabilidades del gobierno regional y nacional, así como del sector regulado, dependiendo de la medida de adaptación. Esto implica el trabajo conjunto de diferentes entes como ministerios, alcaldías o gobernaciones.



En el caso Colombiano, el proceso de adaptación al Cambio Climático comenzó con proyectos financiados a través del Fondo Global Ambiental (GEF) y con Fondo de Adaptación creado a partir del fenómeno de la Niña de 2010-2011. Esto ha incluido proyectos para el aumento de los recursos costeros, el control de enfermedades como dengue y malaria y la vulnerabilidad energética (CEPAL División de Desarrollo Sostenible y Asentamientos Humanos, 2013). En este estudio se evaluarán medidas de comando y control en la esfera ambiental, como restauración activa, control de erosión y uso eficiente del agua. Adicionalmente se evaluarán medidas con energías no convencionales y gestión de la demanda.

5.3.3 Institucionales

Los instrumentos institucionales corresponden a las acciones en las cuales los entes gubernamentales modifican la regulación o actividades públicas específicas. Con respecto al Cambio Climático, el principal objetivo institucional generalmente es fortalecer o crear entes administrativos que permitan la adecuada promoción y seguimiento a la mitigación y adaptación al Cambio Climático. Medidas incorporadas en las instituciones, pueden generar cambios en la recolección de datos, mejoras en los tiempos de respuesta, aumento de eficiencia en los procesos administrativos, entre otros. Los efectos de estas acciones gubernamentales generalmente están determinados por la capacidad institucional de las entidades, así como por los recursos financieros, humanos y políticos disponibles (CEPAL; Naciones Unidas, 2013).

En el caso colombiano, con el Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014, el Gobierno Nacional definió tres estrategias orientadas a enfrentar los efectos adversos del Cambio Climático. La creación y formulación del Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático (PNACC) es la principal estrategia que se articula con el CONPES 3700 de 2011. A su vez, el marco institucional ordena la creación del Sistema Nacional de Cambio Climático, el cual permite que de manera conjunta las tres estrategias logren "(...) reducir el riesgo y los impactos socio económicos asociados a la variabilidad y al Cambio Climático en Colombia." (DNP, 2012).

5.4 Categorización y metodología de evaluación de los impactos (costos y beneficios) de las medidas de adaptación

Como se explicó con anterioridad, la base para realizar el ACB es tener el flujo estimado de costos y beneficios durante la vida útil de la medida de adaptación. Por tal motivo, el primer paso es la estimación de los costos y beneficios y sus impactos. Los impactos que se analizarán en este estudio pueden ser clasificados en cuatro categorías: financieros, ambientales, económicos y sociales, y políticos e institucionales.

En la Tabla 5 se presentan de manera general los beneficios y costos asociados a las medidas analizadas, organizados por impactos y teniendo en cuenta cuáles son los beneficiarios o afectados, así como el ámbito del efecto que generan.

TABLA 5: IMPACTOS DE LAS MEDIDAS DE ADAPTACIÓN

	Categoría Impactos	Ejemplos Impactos específicos	Beneficiarios/ Afectados	Ámbito de efecto
COSTOS	Financieros	Inversión medidas de adaptación	Gobiernos Locales Gobierno Nacional	Local Regional Nacional
		Operación y mantenimiento medidas de adaptación	Gobiernos Locales Gobierno Nacional	Local Regional Nacional
	Ambientales	Eventual afectación de ecosistemas	Poblaciones Gobiernos Locales Gobierno Nacional	Local Regional Nacional
		Eventual inundación o sequía	Poblaciones Gobiernos Locales Gobierno Nacional	Local Regional Nacional
	Económicos y sociales	Desplazamientos poblacionales	Poblaciones Gobiernos Locales Gobierno Nacional	Regional Nacional
		Perdidas culturales	Poblaciones Gobiernos Locales Gobierno Nacional	Local Regional Nacional
	Políticos e institucionales	Costos por cambios institucionales o políticos	Poblaciones Gobiernos Locales Gobierno Nacional	Local Regional Nacional
	BENEFICIOS	Financieros	Costos evitados por atención de desastres o mitigación de efectos no deseados	Gobiernos Locales Gobierno Nacional
Ingresos por la venta de bienes o servicios			Gobiernos Locales Gobierno Nacional	Local Regional Nacional
Ahorro en el consumo de energía			Poblaciones Gobiernos Locales Gobierno Nacional	Local Regional Nacional
Ambientales		Reducción de riesgo por inundación	Poblaciones	Local Regional
		Aumento de recursos	Poblaciones Gobiernos Locales	Local Regional

	Categoría Impactos	Ejemplos Impactos específicos	Beneficiarios/ Afectados	Ámbito de efecto
		ambientales	Gobierno Nacional	Nacional
		Aumento del uso eficiente de recursos ambientales	Poblaciones Gobiernos Locales Gobierno Nacional	Local Regional Nacional
		Disminución de la afectación de tierras por erosión	Poblaciones Gobiernos Locales Gobierno Nacional	Local Nacional
		Aumento de la capa vegetal	Poblaciones Gobiernos Locales Gobierno Nacional	Local Regional Nacional
	Económicos y sociales	Aumento de la producción de energía	Poblaciones Gobiernos Locales Gobierno Nacional	Local Regional Nacional
		Aumento en la generación de empleo	Poblaciones Gobiernos Locales Gobierno Nacional	Local Regional Nacional
		Disminución en las afectaciones a la salud	Poblaciones Gobiernos Locales Gobierno Nacional	Nacional
		Aumento en la productividad y competitividad	Poblaciones Gobiernos Locales Gobierno Nacional	Nacional
	Políticos e institucionales	Fortalecimiento institucional	Poblaciones Gobiernos Locales Gobierno Nacional	Local Regional Nacional

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

5.4.1 Impactos financieros

Los impactos financieros son aquellos que están asociados directamente con la medida de adaptación y se pueden monetizar fácilmente, es decir estos representan los recursos de capital invertidos en la respectiva medida de adaptación. En este sentido, estos impactos generalmente están relacionados al flujo de caja del agente (ej. Gobierno) que implementa la medida. En relación con los costos, generalmente se incluyen: la inversión, el mantenimiento y la operación del proyecto. Por su parte, los beneficios generalmente incluyen los ingresos por venta de productos o servicios y el ahorro en el consumo de recursos ambientales.

5.4.2 Impactos ambientales

Los impactos ambientales hacen referencia a las afectaciones al medio ambiente generadas en los diferentes escenarios considerados. Un tipo de impacto ambiental relevante es el asociado a los efectos del Cambio Climático, tanto en los escenarios de línea base considerados, como en los escenarios que

consideran la implementación de las medidas de adaptación. Según el *Proyecto de Integración de Riesgos y Oportunidades del Cambio Climático en los Procesos Nacionales de Desarrollo y en la Programación del País en las Naciones Unidas* (Naciones Unidas, 2010) para el caso colombiano existen tres afectaciones principales en materia ambiental debido a los efectos del Cambio Climático. La primera es sobre la dinámica y la estabilidad inter-temporal de los recursos hídricos; la segunda es en los sistemas costeros que pueden verse afectados por la elevación del nivel mar; y la tercera es sobre los ecosistemas alto andinos (páramos y nevados). También se presentan riesgos sobre los corales por el aumento en la temperatura.

Adicionalmente, el análisis debe considerar los impactos ambientales asociados a la implementación de las medidas de adaptación. Estos son generalmente positivos e incluyen el aumento de la cobertura vegetal, la disminución de erosión de los suelos, el aumento en la eficiencia de los recursos ambientales y la disminución de riesgos e impactos de eventos como sequías e inundaciones. Sin embargo, se debe considerar que algunas veces la implementación de las medidas podría ocasionar externalidades negativas tales como el deterioro del paisaje, la afectación de ecosistemas y posibles inundaciones o sequias por el represamiento de agua y desvío de ríos.

5.4.3 Impactos económicos y sociales

Estos impactos están asociados a la afectación de variables económicas y sociales, y se pueden agrupar en categorías. Según (Pardo Buendía , 2007) en su publicación *El impacto social del Cambio Climático* estas categorías incluyen: impactos en la población, en la base económica y en la organización social y cultural. El primer caso hace referencia a la esperanza de vida como medida de salud, la capacidad de reproducción biológica y los procesos migratorios generados por el Cambio Climático. Segundo, el impacto económico se asocia a efectos tales como la pobreza o el riesgo de caer en ella, el empleo, la tecnología, la productividad y la competitividad. Por ultimo está el componente de organización social y cultural, donde se encuentra la educación, las normas y valores sociales y el patrimonio cultural.

TABLA 6 IMPACTOS SOCIOECONÓMICOS Y SOCIALES

Impactos
El impacto en la población como base sociodemográfica
El impacto en la base económica de la sociedad
El impacto en la organización social y la cultura

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS a partir de *El impacto social del Cambio Climático (2007)*

Estos impactos son muy relevantes para el caso de Colombia y es por esta razón que en el Plan de Adaptación al Cambio Climático, el componente socioeconómico juega un papel central. En cuanto a salud, las principales afectaciones incluyen la propagación de enfermedades, y en el ámbito económico



generalmente se tiene en cuenta el deterioro en la calidad de vida, dado por la pérdida de empleo y vivienda (Naciones Unidas, 2010).

Teniendo en cuenta lo anterior, las medidas de adaptación al Cambio Climático planteadas buscan reducir los efectos negativos del Cambio Climático y mejorar las condiciones socioeconómicas de la población. Es así que estas medidas pueden aumentar la generación de empleo, la productividad y competitividad y, a la vez, reducir la afectación por enfermedades tales como la malaria y el dengue. No obstante, pueden existir también impactos negativos tales como la pérdida cultural y el desplazamiento de poblaciones.

5.4.4 Impactos políticos e institucionales

Los impactos políticos e institucionales hacen referencia al efecto que los diferentes escenarios ambientales pueden tener sobre las instituciones y el entorno político. Estos impactos están generalmente determinados por la capacidad institucional que tiene cada país para la ejecución de políticas que ayuden a la mitigación y adaptación al Cambio Climático. Sin embargo, la respuesta ante los eventos no sólo depende del marco institucional sino también de la disponibilidad de recursos financieros, humanos y políticos (CEPAL; Naciones Unidas, 2013). Por esta razón para la Red Iberoamericana de Oficinas de Cambio Climático el principal objetivo del marco institucional es su propio fortalecimiento para tener una información real y acertada y una interacción adecuada con los otros sectores de la sociedad que permita la creación de sinergias.

Según el Proyecto *Integración de riesgos y oportunidades del Cambio Climático en los procesos nacionales de desarrollo y en la programación por países de las Naciones Unidas* (Alzate, 2009) Colombia presenta un nivel alto de desarrollo institucional y jurídico en el campo ambiental. Esto implica que este componente ya esté incluido en la mayoría de las esferas de desarrollo del país, marca el contexto para el desarrollo del Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático (PNACC), y marca la hoja de ruta para las futuras medidas que el gobierno deba tomar. Teniendo en cuenta, el marco institucional actual, los costos de adaptación estarían determinados por los costos de implementación de mejores procesos y el aumento en la capacidad institucional y los beneficios estarían dados por el fortalecimiento institucional.

5.4.5 Tipologías de Costos y Beneficios

Los costos y beneficios de las medidas de adaptación también se pueden clasificar según su relación con la medida analizada (directos e indirectos), así como con la facilidad de valorarlos (tangibles e intangibles). En la Tabla 7 se presentan los impactos agrupados según estas categorías.

TABLA 7 CATEGORIZACIÓN DE LOS IMPACTOS (COSTOS Y BENEFICIOS) DE LAS MEDIDAS DE ADAPTACIÓN

Impactos	Financiero	Ambiental	Económico y Social	Político e institucional
Directos-Tangibles	<p>Inversión medidas de adaptación</p> <p>Operación y mantenimiento medidas de adaptación</p> <p>Costos evitados por atención de desastres o mitigación de efectos no deseados</p> <p>Ingresos por la venta de bienes o servicios</p> <p>Aumento de la producción de energía</p> <p>Ahorro en el consumo de energía</p>	<p>Reducción de riesgo por inundación</p> <p>Aumento del uso eficiente de recursos ambientales</p> <p>Disminución de la afectación de tierras por erosión</p> <p>Aumento de la capa vegetal</p>	<p>Aumento en la generación de empleo</p> <p>Disminución en las afectaciones a la salud</p> <p>Aumento en la productividad y competitividad</p>	Costos por cambios institucionales o políticos
Directos-Intangibles		Aumento de recursos ambientales		Fortalecimiento institucional
Indirectos-Tangibles		Eventual inundación o sequia	Desplazamientos poblacionales	
Indirectos-intangibles		Eventual afectación de ecosistemas	Perdidas culturales	

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

A continuación, se expondrán de forma detallada cuales son las características de los impactos directos e indirectos y tangibles e intangibles.



5.4.5.1 Impactos Directos e Indirectos (externalidades)

Los impactos directos son los que están directamente relacionados con la herramienta de la medida de adaptación. En cuanto a los costos, estos generalmente incluyen los materiales usados, inversión, mano de obra, mantenimiento y operación, entre otros. Por su parte, los beneficios incluyen los ingresos por venta de bienes y servicios y reducción en el uso de energía y agua.

Los efectos indirectos son los que no tienen relación directa con la medida de adaptación, pero que se generan a partir de los impactos ambientales, económicos o sociales causados por la misma; igualmente, pueden estar asociados a afectaciones sobre agentes no directamente relacionados con la medida. Ejemplos de afectación a otras variables ambientales pueden incluir cambios de las características de los suelos, incendios, e infestación de plagas o enfermedades. Esto a su vez podría generar una afectación en la composición de los ecosistemas y en las especies que habitan allí. (OMN & PNUE, 1997)

5.4.5.2 Impactos Tangibles e Intangibles

Los impactos tangibles son los que fácilmente se pueden representar y cuantificar porque tienen un mercado específico y un valor determinado. Generalmente representan los gastos o ingresos efectivos del proyecto. Por otra parte, los impactos intangibles son difíciles de estimar, o son desconocidos. Los costos intangibles pueden ser, por ejemplo, cambios en la ubicación competitiva de una planta de energía, la degradación de ecosistemas, o la afectación al patrimonio cultural. En cuanto a los beneficios se puede incluir el mejoramiento de la calidad de vida, del confort de los agentes, entre otros. Aun cuando estos beneficios son difíciles de cuantificar muchas veces son relevantes para determinar si un proyecto es rentable socialmente.

5.5 Valoración económica de los impactos

Teniendo en cuenta la categorización de los impactos y previamente al Análisis Costo Beneficio, es necesario valorar de forma económica todos los impactos de las herramientas asociadas a las distintas medidas de adaptación. La valoración económica será realizada entonces a las herramientas expuestas en la sección 6.2.4 utilizando metodologías de valoración directa para los impactos financieros, e indirecta para los demás impactos. Para este estudio en particular se seleccionaron dos metodologías de valoración indirecta: la Metodología de Costos Evitados que permite evaluar los impactos ambientales; y la Metodología de Transferencia de Beneficios que puede ser aplicada a los impactos socio-económicos e institucionales.

5.5.1 Valoración Directa

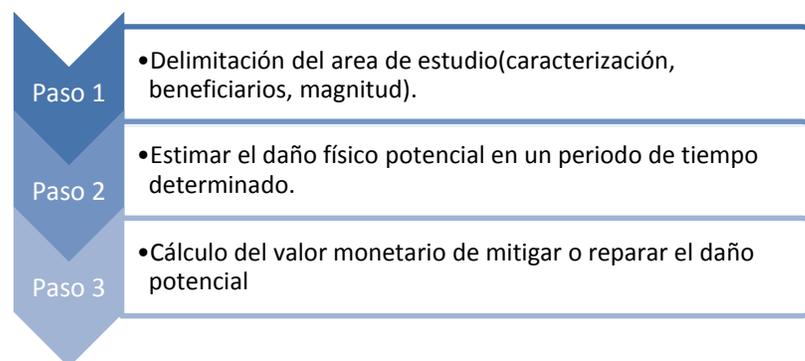
La valoración directa puede ser utilizada cuando los bienes o servicios tienen un valor de mercado conocido. En este caso en particular los impactos financieros pueden ser valorados de forma directa ya que se conoce el valor de la inversión, del costo y mantenimiento y los aumentos de productividad o eficiencia.

5.5.2 Metodología de Costos Evitados

La metodología de Costos Evitados otorga un valor monetario a un bien o servicio que no se comercia en el mercado. Esta metodología es una herramienta útil en la valoración de impactos ambientales y será utilizada para determinar los impactos que las medidas de adaptación ocasionan en el medio ambiente. Los costos evitados con la implementación de cada una de las medidas representan los beneficios sociales que se generan en virtud de la inversión asociada a la medida. Estos son los costos de reparación en los que se incurriría en el escenario base. (MEF , 2010).

Para calcular el valor de los costos evitados es necesario plantearse el escenario hipotético sin medida de adaptación, para encontrar los costos mercadeables de mitigar los impactos de los diferentes eventos naturales que pueden afectar las regiones o poblaciones estudiadas. El cálculo se realiza siguiendo tres pasos (DNP Dirección de Inversiones y Finanzas Públicas , 2006). (Ver Figura 22)

FIGURA 22 PASOS PARA ESTIMAR COSTOS EVITADOS

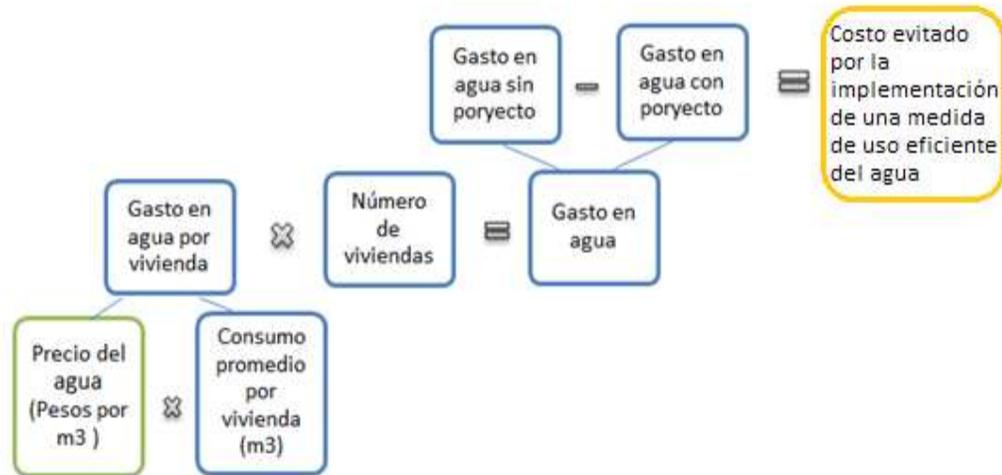


Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS a partir de (DNP Dirección de Inversiones y Finanzas Públicas , 2006)

A continuación se expone un ejemplo de costo evitado por la implementación de una medida que aumenta el uso eficiente del agua. En este caso la aproximación de los costos comienza a nivel del hogar en donde multiplicando el precio del agua por el consumo promedio se obtiene el gasto por vivienda, esto se lleva a nivel población o ciudad, al multiplicarlo por el número de viviendas. Por último se compara el gasto de agua (ineficiente) en el escenario base con el gasto (eficiente) en el escenario con proyecto. Esto

permite encontrar el costo evitado por implementar la medida del uso eficiente del agua. (Ver Figura 23)

FIGURA 23 METODOLOGÍA COSTO EVITADO DEL GASTO EN AGUA



Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS a partir de MEF (2010)

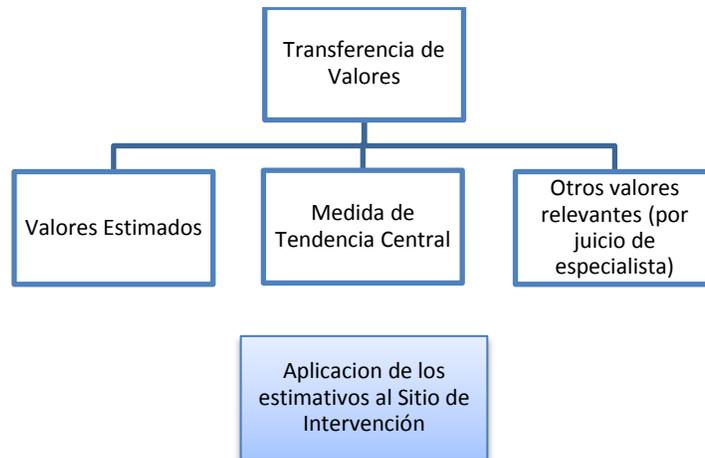
5.5.3 Metodología de Transferencia de Beneficios

La metodología de transferencia de beneficios corresponde a la transferencia del valor monetario de una medida de adaptación, en un sitio denominado sitio de estudio a otra medida localizada en un lugar denominado sitio de intervención. Esta metodología facilita la valoración de proyectos en los cuales no se tiene información primaria (Carriazo, Ibañez, & García, 2003), (Brouwer, 2000). La transferencia de los beneficios debe tener en cuenta los actores socioeconómicos, las diferencias entre los estados naturales del sitio de estudio y sitio de intervención, así como similitudes. (García, 2012).

Existen dos tipos de desarrollo para esta metodología: la transferencia de valores y la transferencia de funciones. El primero adapta una medida de bienestar del caso de estudio de igual forma en el sitio de intervención. Por su parte, la transferencia de funciones utiliza relaciones funcionales entre estudios y utiliza los datos del caso de estudio para modelar las medidas en el sitio de intervención.

En la metodología de Transferencia de Valores, los beneficios totales del sitio de intervención son calculados con el promedio por unidad de los beneficios en el sitio de estudio. Para lograr esta estimación de transferencia de valores se proponen tres métodos: 1. Transferencia de puntos estimados, 2. Transferencia de medidas de Tendencia central y 3. Transferencia de estimaciones administrativamente aprobadas. (Osorio, 2006) (Ver Figura 24)

FIGURA 24 TRANSFERENCIA DE BENEFICIOS: TRANSFERENCIA DE VALORES

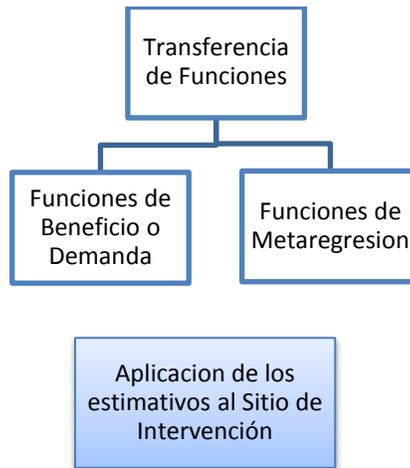


Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS a partir de (García, 2012) , tomado de Ruiz-Agudelo et al. (2011)

La transferencia de valores puntuales usa como insumo las mediciones estimadas en el estudio original para luego aplicarlas en el sitio de intervención. De acuerdo con Rosengber y Loomis (2003) es importante que cuando se utilice este método se examine cuidadosamente el contexto de ambos sitios para que las aproximaciones sean lo más acertadas posibles (Osorio, 2006).). La transferencia de medidas de tendencia central toma el promedio u otra medida de tendencia central (como la media o la mediana), para realizar la transferencia de valor al sitio de interés. El proceso es muy similar al de trasferencia de valores puntuales. Por último, la transferencia por juicio de especialista consiste en tomar los valores por unidad a partir del análisis de un especialista con conocimiento de ambos sitios (estudio e intervención). Este procedimiento sin embargo puede conllevar sesgos derivados de los juicios de valor del evaluador.

Por otra parte, la metodología de Transferencia de Funciones es más técnica y se basa en la transferencia de funciones o modelos estadísticos para estimar los beneficios en el sitio de intervención. Esta metodología a su vez puede tener dos vertientes, el método de Funciones de Beneficio o Demanda y el método de funciones de Meta regresión, como se observa en la Figura 25.

FIGURA 25 TRANSFERENCIA DE BENEFICIOS: TRANSFERENCIA DE FUNCIONES



Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS a partir de (García, 2012) , tomado de Ruiz-Agudelo et al. (2011)

La transferencia de funciones de demanda o beneficios adapta una función usada en un sitio de estudio para determinar los beneficios en el sitio de intervención. Para este método es necesario contar con información completa sobre las diferentes variables incluidas en el estudio original (García, 2012). La transferencia de funciones de análisis de meta-regresión recopila información estadística de diversos estudios, lo que permite incluir en la valoración la variación de los diferentes parámetros analizados ayudando a la aproximación del valor económico de los impactos.

5.5.4 Metodología de Valoración Aplicada a impactos de las medidas de adaptación

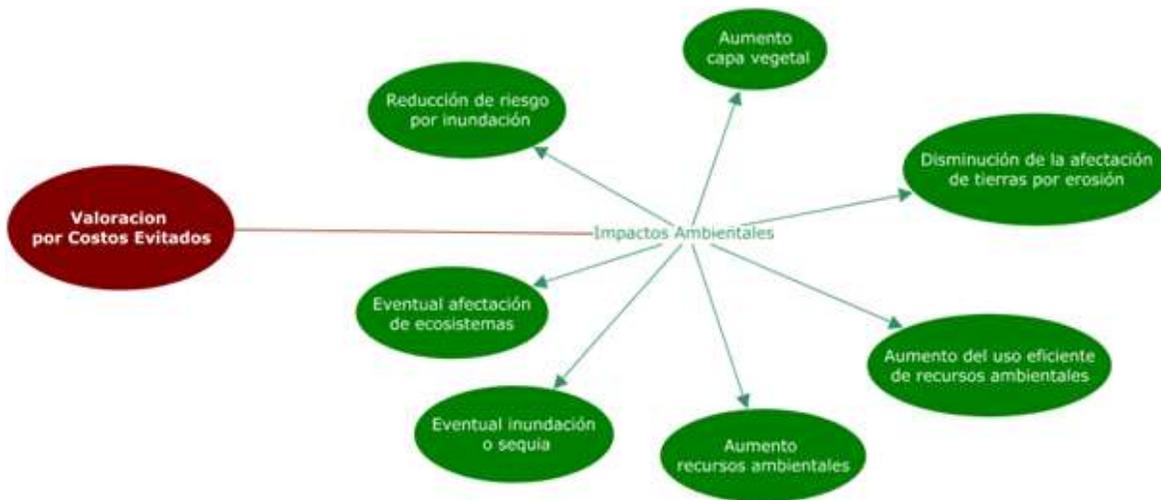
Considerando las metodologías expuestas para la valoración de los impactos de las medidas de adaptación, las Figuras 26, 27 y 28 presentan cual metodología se considera más apropiada para la evaluación de los diferentes impactos.

FIGURA 26 IMPACTOS EVALUADOS POR VALORACIÓN DIRECTA



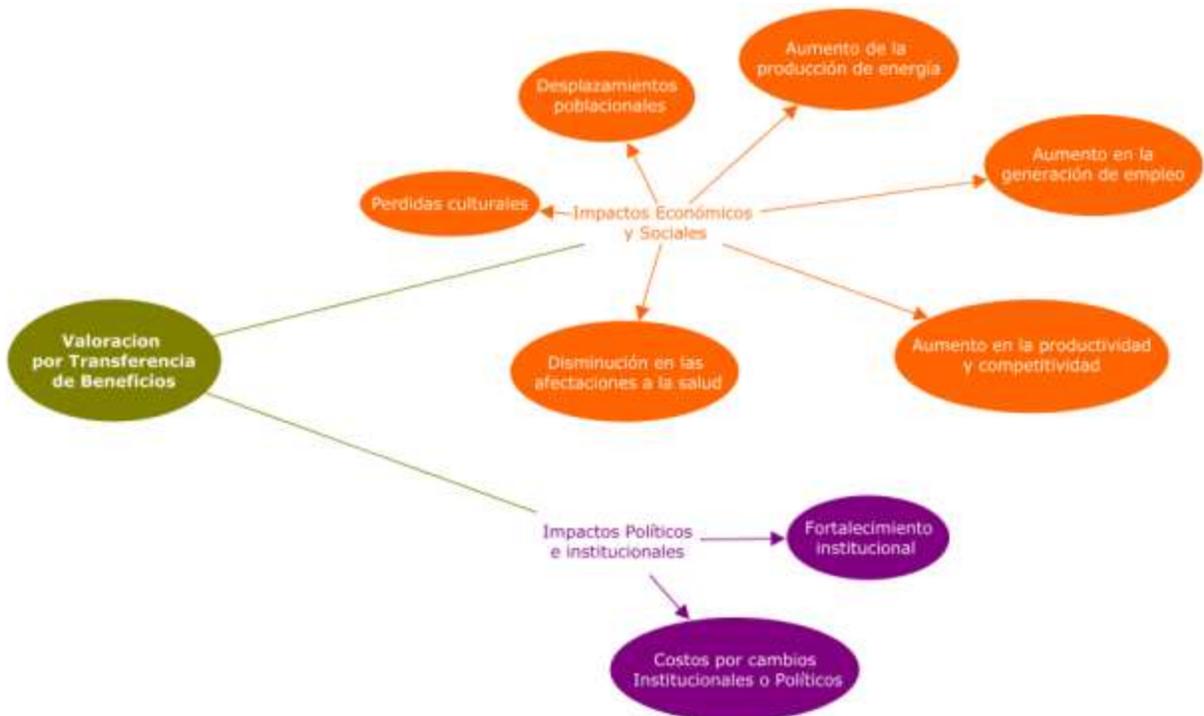
Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

FIGURA 27 IMPACTOS AMBIENTALES EVALUADOS POR COSTOS EVITADOS



Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

FIGURA 28 IMPACTOS SOCIO-ECONÓMICOS Y POLÍTICOS E INSTITUCIONALES EVALUADOS POR TRANSFERENCIA DE BENEFICIOS



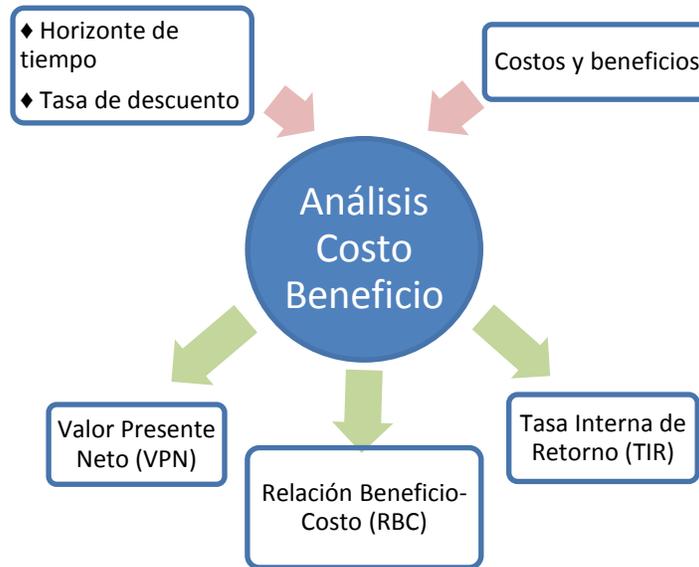
Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

Una vez definida cual metodología de valoración será utilizada, la siguiente sección desarrolla el Análisis Costo Beneficio para priorizar las medidas de adaptación al Cambio Climático.

5.6 Análisis Costo – Beneficio de las medidas de adaptación

Para realizar el Análisis Costo Beneficio es necesario tener en cuenta dos parámetros indispensables: el horizonte de tiempo y la tasa de descuento. Estos parámetros afectan de manera significativa el análisis; por tal motivo, deben ser seleccionados teniendo en cuenta las características de las medidas de adaptación. Una vez definidos los parámetros y la cuantificación de los costos y beneficios se pueden estimar los indicadores del ACB: el Valor Presente Neto (VPN), la Relación Beneficio-Costo (RBC) y la Tasa Interna de Retorno (TIR). Estos indicadores permitirán realizar la priorización de las medidas de adaptación al Cambio Climático (Ver Figura29).

FIGURA 29 INSUMOS Y RESULTADOS DEL ACB



Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

5.6.1 Parámetros

Como se mencionó, para realizar el ACB es necesario definir dos parámetros fundamentales; estos son el horizonte de tiempo y la tasa de descuento. Estos parámetros son de gran importancia ya que dependiendo de su magnitud, los resultados del análisis pueden variar. Por tal razón, para encontrar los indicadores para este estudio se realizaron tres pasos. El primero es la descripción teórica de cada uno de ellos y su importancia. Segundo, una revisión internacional de las medidas más utilizadas y por último, una revisión a nivel nacional.

5.6.1.1 Horizonte de tiempo

El horizonte de tiempo de un proyecto es el tiempo en el cual se extienden las proyecciones financieras asociadas a la inversión inicial. Debe ser un periodo suficientemente extenso que permita abarcar las consecuencias dadas por la decisión inicial y la implementación de la medida bajo análisis. De esta manera, para determinar la duración del horizonte de tiempo es necesario tener en cuenta el proyecto a ejecutar.

Para este estudio en particular se debe pensar en proyectos ambientales y de inversión pública. *“Los proyectos de inversión pública establecen un período de 10 a 15 años para la realización de la evaluación, sin embargo, si consideramos los proyectos en donde los impactos ambientales son de largo plazo, este período de tiempo podría resultar insuficiente para establecer los flujos relevantes de costos y*



beneficios” (Galarza, 2012, pág. 29). Sin embargo para proyectos forestales este periodo puede llegar hasta 40 años.

Para el caso colombiano, estos periodos de tiempo son muy similares dado que existe un consenso internacional. Es necesario tener en cuenta que el periodo sea lo suficientemente extenso para incluir las etapas de pre inversión, inversión y operación.(DNP Dirección de Inversiones y Finanzas Públicas, 2013)

5.6.1.2 Tasa de descuento

Según el Departamento Nacional de Planeación, “La tasa de descuento, corresponde a la tasa de rentabilidad mínima que el inversionista espera que el proyecto le retorne con los recursos invertidos.” (DNP Dirección de Inversiones y Finanzas Públicas, 2013, pág. 7). Existen dos tipos de tasa de descuento comúnmente utilizadas: la Tasa de Interés de Oportunidad (TIO) que se utiliza en la evaluación financiera, y la Tasa Social de Descuento (TSD) que es usada para la evaluación económica de proyectos de inversión pública. La escogencia de estas tasas es relevante para el ACB ya que dependiendo de la magnitud de éstas se determina la rentabilidad esperada de los proyectos.

En el estudio realizado por la Organización de las Naciones Unidas para la medición de costos y beneficios de la adaptación al Cambio Climático en 2011, se presentan tres ejemplos de ACB en diferentes países. Las tasas se presentan en la tabla 8.

TABLA 8 TIO Y TDS EN EL MARCO INTERNACIONAL

País	TIO	TDS
Bolivia (mejoras en el sistema de agua)	14.8	13.8
Nepal (Inversión en sistemas de irrigación)	22	10
Gambia (Sistema de bombeo de agua subterránea a través de energía solar)	9	

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS a partir de United Nations (2011)

Como se puede observar en la tabla, los resultados varían dependiendo del país y de la medida de adaptación. Por este motivo se debe escoger cuidadosamente la tasa que mejor se ajuste a la herramienta a evaluar. Para el caso colombiano, en los proyectos de inversión pública generalmente se asume una TSD del 12%, lo que implica que “(...) todos los proyectos de inversión pública deben generar



un beneficio económico y social mínimo del 12%.” (DNP Dirección de Inversiones y Finanzas Públicas, 2013, pág. 24)

5.6.2 Indicadores

Como se mencionó con anterioridad, existen tres indicadores que ayudan en la priorización de las medidas de adaptación al Cambio Climático. A continuación se explicará cada uno de ellos por separado.

5.6.2.1 Valor Presente Neto

Para poder calcular el Valor Presente Neto (VPN) es necesario tener el flujo de beneficios y costos para cada herramienta teniendo en cuenta el periodo de duración del proyecto, la sociedad afectada o beneficiada con el instrumento. El VPN se calcula con la siguiente ecuación:

$$VPN = \sum_i \frac{B_i - C_i}{(1+r)^i} = \sum_i \frac{B_i}{(1+r)^i} - \sum_i \frac{C_i}{(1+r)^i}$$

Dónde:

B_i Son los beneficios de la herramienta

C_i Son los costos der la herramienta

r Es la tasa social de descuento

i Es el indicador año

Ya teniendo el VPN se puede realizar el test del VPN. En el cual se observa si el VPN es menor que cero, igual a cero o mayor que cero lo que determina la negación, indiferencia o aceptación del instrumento, respectivamente.

TABLA 9: INTERPRETACIÓN VPN

Valor Presente Neto	Interpretación
$VPN > 0$	Los beneficios de la herramienta son mayores que sus costos, es decir la herramienta genera ganancias sociales.
$VPN = 0$	La herramienta no produce ni costos ni beneficios
$VPN < 0$	Los beneficios de la herramienta son menores que sus costos, es decir la herramienta crea pérdidas sociales.

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS a partir de Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial & CEDE (s.f.)



5.6.2.2 Relación Beneficio-Costo

Otro instrumento que permite la priorización de las herramientas de adaptación es la Relación Beneficio Costo (RBC), que está dada por el cociente entre el valor actual de los beneficios y el valor actual de los costos.

$$RBC = \frac{\sum_i \frac{B_i}{(1+r)^i}}{-\sum_i \frac{C_i}{(1+r)^i}} = \frac{VAN_{Beneficios}}{VAN_{Costos}}$$

Dónde:

B_i Son los beneficios de la herramienta

C_i Son los costos der la herramienta

r Es la tasa social de descuento

i Es el indicador año

Esta fórmula nos permite hallar el indicador que se interpreta de acuerdo a si es menor, mayor o igual a cero.

TABLA 10: INTERPRETACIÓN RBC

Relación Beneficio Costo	Interpretación
$RBC > 1$	La herramienta genera bienestar social, por lo tanto se debe implementar la herramienta.
$RBC = 1$	La herramienta no produce cambios en el bienestar de la sociedad, lo que implica que es indiferente.
$RBC < 1$	La herramienta empeora el bienestar social, por lo tanto no se debe implementar la herramienta.

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS a partir de Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial & CEDE (s.f.)

5.6.2.3 Tasa interna de retorno

La tasa interna de retorno (TIR) es la que hace que el proyecto sea indiferente. Es decir, es la tasa a la cual el proyecto genera la misma rentabilidad que se hubiera obtenido si el dinero invertido se hubiera destinado a otra opción. En este escenario hipotético con otra opción de inversión, la evaluación de rentabilidad se realiza considerando la tasa interna de oportunidad (TIO). Al comparar las dos opciones de inversión es posible encontrar el punto de indiferencia entre ambos proyectos, cuando la TIR es igual a la TIO.



$$TIR = \sum_i \frac{B_i - C_i}{(1 + r)^i} = 0$$

Dónde:

B_i Son los beneficios de la herramienta

C_i Son los costos der la herramienta

r Es la tasa social de descuento

i Es el indicador año

TABLA 11: INTERPRETACIÓN TIR

Relación Costo Beneficio	Interpretación
<i>TIR > TIO</i>	La herramienta es rentable, por lo tanto se debe implementar la medida.
<i>TIR = TIO</i>	La herramienta tiene una rentabilidad indiferente, es decir invertir el dinero en la herramienta es igual de rentable que invertir en otra opción.
<i>TIR < TIO</i>	La herramienta no es rentable, por lo tanto no se debe implementar la herramienta.

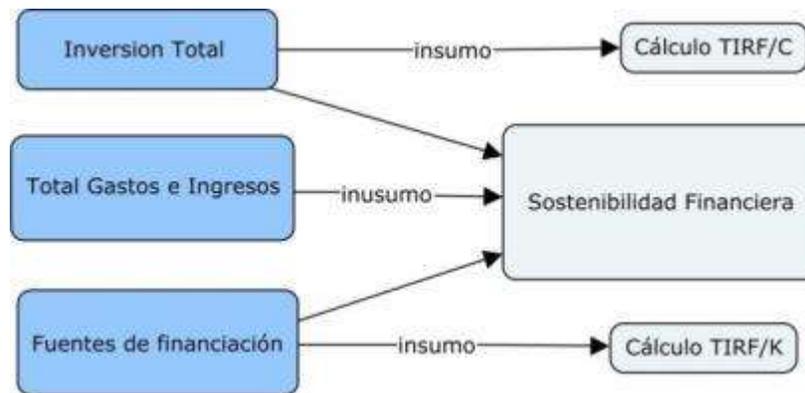
Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

5.7 Análisis de Costo Beneficio financiero

El Análisis Costo Beneficio financiero es la metodología que permite evaluar los impactos financieros de la medida de adaptación al Cambio Climático desde el punto de vista del agente que implementa la medida. Este análisis incluye los flujos de la inversión total, los gastos e ingresos de operación, las fuentes de financiamiento, el ahorro de energía y los gastos de mantenimiento, entre otros. Adicionalmente, este tipo de análisis sirve para estimar el rendimiento de la inversión (capacidad de cubrir los costos de la inversión con los ingresos netos de la medida de adaptación) y el rendimiento de capital. (Fondos Estructurales - FEDER Fondo de Cohesión e ISPA, 2003)

En la figura 30 se puede ver la relación entre los diferentes elementos que componen el análisis. Como se observa, la inversión total, los gastos e ingresos, y las fuentes de financiación determinan la sostenibilidad financiera del proyecto. Por otra parte, la inversión total afecta de forma directa la relación entre la Tasa Interna de Retorno Financiera (TIRF) y los costos. De igual forma, las fuentes de financiación afectan la relación entre la TIRF y el capital.

FIGURA 30 ESTRUCTURA ANÁLISIS FINANCIERO



Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS a partir de Guía del análisis costes-beneficios de los proyectos de inversión (2003)

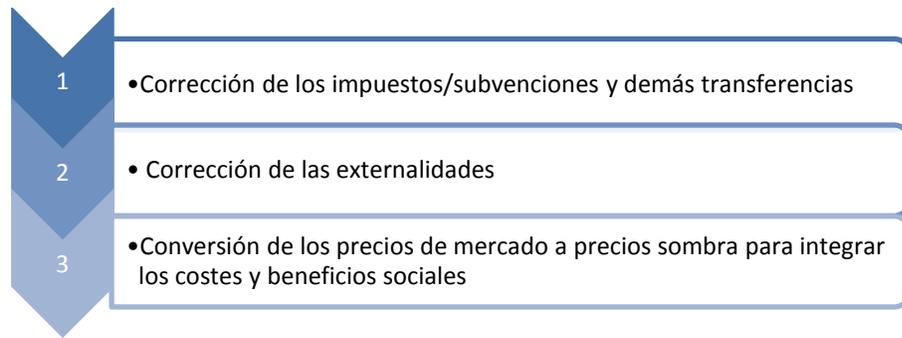
5.8 Análisis Costo Beneficio social

El Análisis Costo Beneficio social es el segundo paso si se está realizando un análisis económico de las medidas de adaptación. En esta metodología se incluyen todos los impactos financieros más los impactos sociales, usando la Tasa de Descuento Social (TDS); esto permite evaluar la contribución del proyecto al bienestar de la región o del país (Fondos Estructurales - FEDER Fondo de Cohesión e ISPA, 2003).

En el análisis costo beneficio social generalmente se implementan tres pasos. Primero, se corrigen los impuestos o transferencias incluidas en el análisis financiero; segundo se realiza la inclusión de los efectos indirectos, externalidades o co-beneficios y, por último, se hace la conversión de los precios de mercado a precios sombra² para considerar así todos los costos y beneficios sociales.

² “Coeficientes de conversión de los precios de mercado, valor del tiempo, costos de hospitalización, costo de las muertes evitadas, precios sombra de los bienes y servicios, valoración de las externalidades.” (Fondos Estructurales - FEDER Fondo de Cohesión e ISPA, 2003, pág. 43)

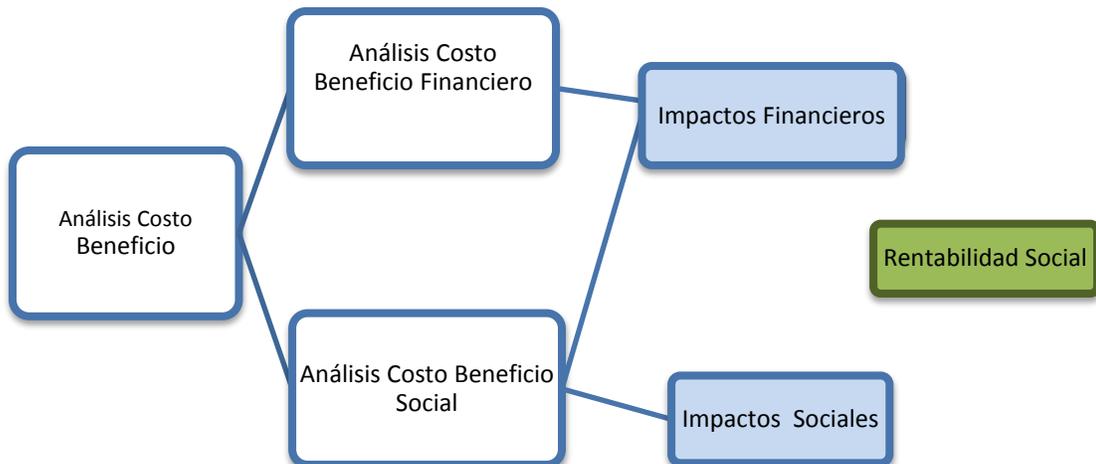
FIGURA 31 PASOS PARA PASAR DE ANÁLISIS FINANCIERO A SOCIAL



Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS a partir de Guía del análisis costes-beneficios de los proyectos de inversión (2003)

Como se expuso con anterioridad, para la priorización de las medidas de adaptación, el Análisis Costo Beneficio debe ser realizado primero de forma financiera y posteriormente incluyendo los impactos sociales de manera que sea posible encontrar la relación costo-beneficio real y la rentabilidad social. (Ver figura 32)

FIGURA 32 ACB FINANCIERO Y SOCIAL



Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

5.9 Análisis de sensibilidad

El análisis de sensibilidad permite encontrar en qué magnitud se ve afectado el resultado del análisis Costo-Beneficio, de una medida de adaptación, por cambios en las variables o parámetros utilizados (United Union, 2011). Dicho análisis permite estimar cómo la tasa de descuento asumida y los costos del proyecto afectan los resultados esperados. La práctica común en el análisis de sensibilidad generalmente selecciona estas dos variables ya que generalmente presentan un comportamiento



crítico; es decir que un aumento o disminución en su magnitud puede representar un cambio significativo en el Valor Presente Neto. En este sentido se recomienda modelar escenarios de sensibilidad para aquellos parámetros cuya variación (positiva o negativa) en un 1% conlleve a una variación correspondiente al 5% en el valor de referencia del Valor Presente Neto (VPN) (Fondos Estructurales - FEDER Fondo de Cohesión e ISPA, 2003)

5.9.1 Sensibilidad a Tasa de descuento

La tasa de descuento es usada para calcular el Valor Presente Neto (VPN) para los costos y beneficios futuros de la medida de adaptación. Una tasa de descuento mayor hace que los costos y los beneficios estimados sean menores hoy. Por el contrario, una tasa de descuento menor hace que los costos y beneficios estimados sean mayores en el futuro. Esto hace que la determinación de la tasa afecte de manera significativa el VPN y por lo tanto los resultados del análisis costo beneficio. De aquí la importancia de realizar el análisis de sensibilidad para este parámetro (Canzler, 2012).

5.9.2 Sensibilidad a Costos

La sensibilidad de costos permite saber cómo un cambio en esta variable afecta la Relación Beneficio Costo (RBC). El análisis se realiza cambiando los costos (hacia arriba o hacia abajo) en un porcentaje determinado, por ejemplo 5%, 10%, 15%. Esto permite determinar cuál es el aumento máximo en los costos que ocasiona que la RBC sea 1 o cercano a este valor (lo que significa que el proyecto no presenta cambios en el bienestar social). Este mismo análisis puede realizarse aumentando los precios de los insumos (Canzler, 2012).

6. Resultados Análisis Costo-Beneficio

A continuación se presentan los resultados del análisis costo beneficio (ACB) realizado para las medidas de adaptación propuestas. Esto servirá de insumo para, más adelante (sección 7), priorizar dichas medidas y para proponer el marco temporal para su implementación, clasificándolas en corto, mediano y largo plazo, y para identificar potenciales fuentes para su financiación. En el Anexo 11.2 se presentan los principales supuestos considerados para cada una de las evaluaciones.

6.1 Restauración activa de cuencas abastecedoras



El Análisis Costo Beneficio de la medida de restauración activa de cuencas se realizó con un modelo de flujos financieros. Primero, se realizó el flujo financiero del escenario base (sin medida de adaptación) donde se incluyen los impactos financieros y ambientales asociados al Cambio Climático. Los impactos financieros, son los que afectarían al sector Hidroeléctrico y hacen referencia al valor de la producción de energía. Para calcular esta producción fue necesario proyectar la evolución de los caudales dado el Cambio Climático. Esta información fue tomada de la primera fase del estudio (UPME, 2013) en donde a través del modelo hidrológico se determinó el cambio de los caudales esperado para el año 2040. Posteriormente se estimó el valor de la producción energética en escenario de Cambio Climático.

Los impactos ambientales para este escenario fueron el valor de los ecosistemas y el aumento de agua dado el aumento de cobertura vegetal. El primero se calculó asumiendo un aumento de la cobertura vegetal anual del 0.38% para cada uno de los 26 periodos. Por otra parte el aumento estuvo determinado por la diferencia de caudales entre el escenario base y el escenario con medida.

Teniendo ambos escenarios se encuentran los costos y beneficios de la medida de adaptación para del sector hidroeléctrico y para la sociedad.

TABLA 12. COSTO BENEFICIO PARA RESTAURACIÓN ACTIVA DE CUENCAS

Sector Energético	1,53
Sociedad (sin sector energético)	Infinito ³ (Costos =0)
Sociedad	2,56

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

Una vez realizado el análisis de costo beneficio (RBC) para la medida de adaptación que hace referencia a la restauración activa, mediante la cual se propone un aumento natural del 10% de la cobertura vegetal a partir de intervenciones o siembras localizadas que permiten un proceso natural vegetativo acelerado, las inversiones que se realizan presentan beneficios notorios para cada una de las partes implicadas. Analizando desde el punto de vista del sector energético, se tiene que por acciones referentes a siembra de baja densidad de diversas especies pioneras, los beneficios son 1,53 veces superiores a los costos. Es decir, que esta medida es costo-beneficiosa para el sector energético. Por otra parte, analizando desde el punto de vista social, se tiene que los beneficios son más de 2 veces superiores a los costos.

Adicionalmente, es importante tener en cuenta que las acciones enfocadas al aumento de la cobertura vegetal de las cuencas abastecedoras tienen una serie de externalidades positivas, tanto para la sociedad como para el sector energético. Por un lado, la sociedad recibe beneficios en términos del mejoramiento de la fertilidad del suelo (que reduce costos en cuanto se quiera seguir implementando la medida de cobertura vegetal), estabilización de suelos, moderación de ciclos húmedos y ciclos secos, control de material particulado, beneficios en biodiversidad y servicios ecosistémicos, etc.

³ De aquí en adelante, en el presente documento, se asumirá que cuando un agente no tiene que incurrir en costos para la implementación de una medida, pero recibe beneficios gracias de ella, su indicador de relación costo beneficio será igual a "infinito".



6.2 Restauración pasiva de cuencas abastecedoras

Para la medida de aumento de la cobertura vegetal de forma pasiva el proceso para hallar el Análisis Costo Beneficio fue similar al caso de la Restauración Activa. En el escenario con medida los impactos financieros fueron iguales que en el caso anterior. Para hallar los impactos ambientales se asumió que el aumento de la cobertura en el periodo del proyecto sería del 5% lo que conlleva a que el valor de los ecosistemas sea menor que con la medida de restauración activa.

TABLA 13. COSTO BENEFICIO PARA RESTAURACIÓN PASIVA DE CUENCAS

Sector Energético	11,47
Sociedad (sin sector energético)	Infinito (Costos =0)
Sociedad	23,36

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos del análisis costo-beneficio para la medida de restauración pasiva, que supone una re-vegetalización natural (incremento del 5% al año 2040); se tienen beneficios bastante importantes para todas las partes. Haciendo referencia al sector energético, se tiene un RBC de 11,47, el cual es 7,49 veces superior al factor de la restauración activa. Por otra parte, analizando la relación para el sector social, se tiene igualmente una amplia diferencia que se ve representada en un incremento porcentual del 912,5%, comparada con el costo-beneficio en las medidas de re-vegetalización activa. Este amplio incremento se debe a que la restauración pasiva no requiere inversiones significativas en términos de insumos, mano de obra y mantenimiento.

Sin embargo, es de suma importancia recalcar que a pesar de que los beneficios económicos de la restauración pasiva, resulten ser más atractivos para ambas partes; el beneficio a largo plazo que se centra en la conservación de las cuencas con adecuados caudales para la producción eléctrica, no es tan significativo como el que se lograría con la restauración activa que refiere al incremento en un 10% de la cobertura vegetal, comparada con la pasiva la cual estipula un aumento del 5%. Esto se debe a que con una menor re-vegetalización, los caudales estimados para la producción de electricidad van a ser menores comparados con los de la restauración activa. En otras palabras, esta medida tomaría el doble de tiempo para llegar al mismo resultado que la medida de restauración activa.

6.3 Conservación de Ecosistemas Naturales

TABLA 14. COSTO BENEFICIO DE LA CONSERVACIÓN DE LOS ECOSISTEMAS NATURALES

Sector Energético	3,44
Sociedad (sin sector energético)	Infinito (Costos =0)
Sociedad	4,79

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

A partir del análisis costo-beneficio realizado para la medida de conservación de ecosistemas naturales, mediante la cual se sugieren acciones de conservación, preservación, y uso sostenible de áreas silvestres y de paisajes transformados; la medida se encontró costo-beneficiosa para todas las partes. Desde el punto de vista del sector energético, se estima que la implementación de acciones que impiden o previenen el deterioro o la degradación de ecosistemas, presentan beneficios 3,44 veces superiores a

los costos. Adicionalmente, teniendo en cuenta el punto de vista social, se tienen beneficios 4,79 superiores a los costos.

Así mismo, es de suma importancia resaltar que ésta medida no implica un incremento del valor del traspaso de recursos para las Corporaciones Autónomas Regionales y/o el Sistema Nacional de Áreas Protegidas. Adicionalmente, vale la pena resaltar el impacto positivo que este tipo de medidas tienen en cuanto al soporte de otros servicios ecosistémicos adicionales a la regulación hídrica y a la mitigación del Cambio Climático.

6.4 Control de la erosión en zonas agrícolas y mineras en cuencas abastecedoras

TABLA 15. COSTO BENEFICIO PARA CONTROL DE LA EROSIÓN EN ZONAS AGRÍCOLAS Y MINERAS EN CUENCAS ABASTecedorAS

Sector Energético	8,17
Sociedad (sin sector energético)	Infinito (Costos =0)
Sociedad	11,67

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

Esta medida propone acciones que eviten la descarga de sedimentos en los embalses. En cuanto al sector energético, se observa que tras la inversión en programas de control de zonas erosionadas, estos presentan beneficios 8,17 veces superiores a los costos. Así mismo, analizando los resultados desde el punto de vista social se tienen beneficios 11,67 veces superiores a los costos, debido a los impactos positivos para la población aledaña a las cuencas.

Los beneficios financieros mencionados anteriormente, resultan de las inversiones directas realizadas, en primera instancia, a la Política Nacional para la Formalización de la Minería en Colombia y sus planes de acción ya estipulados. Adicionalmente estos beneficios corresponden, a la ejecución de los planes formulados por el Sistema Nacional de Asistencia Técnica Agropecuaria, focalizados principalmente al control de erosión de zonas medias y altas de las cuencas abastecedoras.

6.5 Uso Eficiente del agua en usos diferentes a la generación eléctrica

TABLA 16. COSTO BENEFICIO PARA USO EFICIENTE DEL AGUA EN USOS DIFERENTES A LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

Sector Energético	Infinito (Costos =0)
Sociedad (sin sector energético)	1,68
Sociedad	1,74

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

La medida de adaptación referente al uso eficiente del agua para recursos no energéticos y su análisis costo-beneficio solamente puede enfocarse desde el punto de vista social, debido a que como se explicó anteriormente, al sector eléctrico y sus empresas asociadas no les corresponde ejecutar o hacer parte de estas medidas.

El análisis RBC para la sociedad denota que esta es una medida de impacto positivo, debido a que el beneficio es 1,74 veces superior a su costo, que incluye la implementación de políticas y estrategias que permitan aumentar el ahorro y la eficiencia en el uso del agua en usos diferentes a la generación

eléctrica. Ahora bien, este beneficio también impacta directamente al sector energético, debido a que genera para éste beneficios financieros (directos), puesto que se asegura una mayor disponibilidad de agua para la generación energética y se reducen considerablemente los efectos de la vulnerabilidad del sector al Cambio Climático.

6.6 Aumento en la eficiencia de la generación eléctrica con fuentes convencionales

TABLA 17. COSTO BENEFICIO PARA AUMENTO EN LA EFICIENCIA DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA CON FUENTES CONVENCIONALES

Sector Energético	0,05
Sociedad (sin sector energético)	Infinito (Costos =0)
Sociedad	0,09

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

Dentro de esta medida se plantea el reemplazo de las casas de máquinas de las hidroeléctricas con una edad superior a 15 años con miras a incrementar la eficiencia de éstas. De acuerdo a nuestros resultados, esta no es una medida costo-beneficiosa. Analizados los resultados desde el punto de vista energético se tiene que los costos son 20 veces superiores a los beneficios que estos nuevos centros operativos puedan generar. Por otra parte, se tiene que a nivel social los beneficios solamente representan el 9% de los costos.

Debido a que las inversiones realizadas para las hidroeléctricas tienen un espectro que abarca un largo plazo, todos los proyectos realizados en Colombia se diseñaron con una vida útil de mínimo 50 años. Así mismo, la tecnología empleada se consideró como la más idónea en términos de eficiencia, operación y mantenimiento, acorde a las condiciones técnicas específicas y exigencias de la operación.

Dado que el periodo de amortización de las inversiones realizadas abarca la vida promedio útil de las hidroeléctricas, los beneficios en la gran mayoría de casos pueden ser percibidos por las empresas generadoras en el mediano plazo. Es por esta razón que para este sector, el tener que incurrir en nuevos costos para el aumento de la eficiencia representa una carga financiera adicional a la ya adquirida.

6.7 Optimización en la operación de embalses para disminuir la vulnerabilidad

TABLA 18. COSTO BENEFICIO PARA OPTIMIZACIÓN DE LA OPERACIÓN DE LOS EMBALSES

Sector Energético	1,15
Sociedad (sin sector energético)	Infinito (Costos =0)
Sociedad	1,35

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

La medida de optimización en la operación de los embalses considera el pago a los generadores que operan cadenas de embalses en los momentos en los que no resulta atractivo para ellos hacerlo, pero sí puede resultar provechoso para la sociedad. Esta medida resulta ser costo-beneficiosa para todos los actores. Desde la perspectiva del sector energético, se tiene que los beneficios son 1,15 veces superiores



a los costos, y para la sociedad se tiene que los beneficios exceden 1,35 veces los costos, principalmente debido a la reducción de la vulnerabilidad.

Es importante recalcar que cuando se trata de cadenas de embalses, aquellos generadores ubicados aguas arriba tienen control directo en el caudal potencial para la generación de energía de los embalses aguas abajo. Es por esto que con esta medida, para aquellas generadoras dependientes, se asegura que no haya una fluctuación considerable de precios y así mismo que estos tengan la posibilidad de producir energía en momentos donde la vulnerabilidad es considerable.

6.8 Expansión de la capacidad instalada del sistema con plantas térmicas a carbón

TABLA 19. COSTO BENEFICIO PARA EXPANSIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA DEL SISTEMA CON PLANTAS TÉRMICAS A CARBÓN

Sector Energético	0,86
Sociedad (sin sector energético)	Infinito (Costos =0)
Sociedad	1,06

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

Esta medida propone la expansión en un 15% de la capacidad instalada de plantas termoeléctricas a carbón. De acuerdo a nuestros resultados, se tiene que desde el punto de vista energético, los costos son 14% superiores a los beneficios. Por otra parte, se tiene que a nivel social los beneficios exceden 1,06 veces los costos, por lo que esta medida resulta ser costo-beneficiosa para la sociedad.

Es de suma importancia aclarar que el modelo presentado anteriormente supone un aumento en un 15% la capacidad generadora de las plantas térmicas a carbón, reduciendo el porcentaje de participación de las otras energías de forma proporcional. La razón por la cual esta medida no es costo-beneficiosa para el sector energético se debe a que la generación con carbón resulta ser algo más costosa que la generación con gas, fuente de generación que se vería reducida con esta medida. No obstante, esta medida resulta ser costo-beneficiosa para la sociedad debido a que los costos netos a nivel social de generación con carbón se disminuyen al considerar la disminución de la vulnerabilidad del sector ante el Cambio Climático.

6.9 Expansión de la capacidad instalada del sistema con plantas térmicas a gas

TABLA 20. COSTO BENEFICIO PARA EXPANSIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA DEL SISTEMA CON PLANTAS TÉRMICAS A GAS

Sector Energético	1,36
Sociedad (sin sector energético)	Infinito (Costos =0)
Sociedad	1,76

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

Esta medida propone la expansión en un 15% de la capacidad instalada del país a partir de plantas termoeléctricas a gas. De acuerdo a nuestros resultados, se tiene que la medida es costo-beneficiosa



para todos los sectores. Desde la perspectiva del sector energético, se tiene que la medida excede 1,36 veces los costos de implementación de nuevas plantas térmicas a gas. Así mismo, se tiene que en el sector social, los beneficios son 1,76 veces superiores a los costos.

Al igual que el caso anterior, el aumento de la capacidad instalada con plantas térmicas a gas reduce el porcentaje de participación de las otras energías convencionales de forma proporcional a su estado actual. Debido a que los costos netos de generación con esta tecnología son menores a la generación hídrica y a carbón, resulta beneficioso para el sector la ampliación de la capacidad instalada térmica a gas. Sin embargo, se debe tener en cuenta la tendencia de disminución de la oferta de combustible disponible, junto con la capacidad de acceso a este tipo de recursos (especialmente en términos de infraestructura y transporte).

6.10 Expansión de la capacidad instalada del sistema con plantas hidroeléctricas

TABLA 21. COSTO BENEFICIO PARA EXPANSIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA DEL SISTEMA CON PLANTAS HIDROELÉCTRICAS

Sector Energético	0,81
Sociedad (sin sector energético)	9,00
Sociedad	1,04

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

Esta medida plantea la expansión en un 15% de la capacidad instalada de centrales hidroeléctricas. Se tiene que desde el punto de vista energético, los costos son 23% superiores a los beneficios. Por otra parte, se tiene que a nivel social los beneficios exceden 4% los costos, por lo que esta medida resulta ser costo-beneficiosa para la sociedad.

Este modelo asume las mismas condiciones presentadas en los casos anteriores (expansión de la capacidad instalada con termoeléctricas a gas y a carbón), de manera que el incremento del 15% en hidroeléctricas, reduce la participación de manera proporcional de las otras fuentes de energía. La razón por la cual esta medida no es costo-beneficiosa para el sector energético se debe a que la generación hídrica resulta ser algo más costosa que la generación con gas, fuente de generación que se vería reducida con esta medida. No obstante, esta medida resulta ser costo-beneficiosa para la sociedad debido a que los costos netos a nivel social de generación hídrica son ligeramente menores a los de la generación con carbón.

6.11 Promoción de la generación distribuida

TABLA 22. COSTO BENEFICIO PARA PROMOCIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Sector Energético	0,51
Sociedad (sin sector energético)	Infinito (Costos =0)
Sociedad	1,66



Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

La medida de adaptación de promoción de la Generación Distribuida (GD), mediante la cual se propone la implementación de sistemas que permitan la generación eléctrica conectada a un Sistema de Distribución Local (SDL); presenta para el sector eléctrico que los costos son 0,49 veces superiores a los beneficios de implementación de estos sistemas de generación eléctrica. Adicionalmente, para el sector social se tiene que los beneficios exceden 1,66 veces los costos.

Acorde al resultado de la RBC el sector energético no se ve beneficiado puesto que aunque la reducción de los costos de producción sea significativa; esta no es lo suficientemente grande para compensar las pérdidas en beneficios. Acorde al estudio “Regulación para incentivar las energías alternativas y la generación distribuida en Colombia” (Cadena Et al., 2009), la implementación de sistemas de Generación Distribuida da paso a la diversificación de la matriz energética, generando que las fuentes convencionales disminuyan su participación en el mercado. La implementación de sistemas de Generación Descentralizada, favorecen principalmente, la generación energética a partir de Fuentes No Convencionales de Energía.

Entre tanto, el sector social se ve beneficiado por la reducción en los costos de la facturación; esto como consecuencia de la reducción en los precios de transporte de la energía y las mejoras en la eficiencia, que aumentan de forma considerable la productividad.

Se considera de suma importancia que la CREG como entidad administrativa competente, se encargue de velar por el cumplimiento de las reglas de tarifas y precios, manteniendo los principios de seguridad financiera, eficiencia y neutralidad. Así como también desde el punto de vista técnico, es importante recalcar la importancia que tienen todos los estudios de pre-factibilidad de los proyectos, puesto que no se puede asumir de forma generalizada que todos los sistemas de Generación Distribuida van a proveer beneficios y a disminuir la vulnerabilidad de la matriz energética colombiana.

6.12 Aumento en la eficiencia de la transmisión eléctrica

TABLA 23. COSTO BENEFICIO PARA AUMENTO DE LA EFICIENCIA DE LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

Sector Energético	0,32
Sociedad (sin sector energético)	Infinito (Costos =0)
Sociedad	1,74

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

De acuerdo con el análisis costo-beneficio para la medida de adaptación de aumento en la eficiencia de la transmisión eléctrica, la implementación de un sistema “Smart Grid” no es costo-beneficiosa para el sector generador de energía puesto que los costos son 0.68 veces más grandes que los beneficios.

En cuanto a la relación beneficio-costo de la sociedad incluyendo al sector generador de energía, se tiene que los beneficios superan los costos a una razón de 1,74. La RBC para el sector social sigue siendo



mayor a 1, a pesar de que los agentes deban incurrir en diferentes gastos relacionados con el acondicionamiento técnico de estos sistemas en los hogares.

Si bien para los generadores eléctricos la implementación de un sistema que mejore la eficiencia en la transmisión de la energía puede generar disminuciones en la producción y por ende en sus beneficios netos; para la sociedad la posibilidad de poder producir auto-suficientemente su energía y subir sus excedentes de energía a la red, genera beneficios y ayuda en la toma de decisiones inteligentes de consumo.

Se considera importante resaltar que el periodo de implementación de este sistema es de mediano plazo, tal como Colombia Inteligente plantea (Corredor, 2012), teniendo la fase de desarrollo para las redes “Smart Grid” entre 2013 y 2025 y una de consolidación en el 2026. Esto significaría que sólo hasta ese momento la población colombiana va a tener en conjunto una cultura energética del uso de fuentes renovables y eficientes.

6.13 Generación con Energía Solar

TABLA 24. COSTO BENEFICIO PARA GENERACIÓN CON ENERGÍA SOLAR

Sector Energético	0,52
Sociedad (sin sector energético)	0,01
Sociedad	0,50

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

Una vez obtenidos los resultados del análisis costo beneficio (RBC); se tiene que esta medida no resulta ser costo-beneficiosa para ninguno de los actores. Desde el punto de vista del sector energético, se tiene que los beneficios de generación de energía a partir del aprovechamiento de la luz solar son tan solo el 48% de los costos. Por otra parte, se tiene que para el sector social los beneficios son únicamente el 50% de los costos que este tipo de tecnología de producción eléctrica pueda generar.

Sin embargo, es importante resaltar que la energía solar fotovoltaica y solar térmica son tecnologías que pueden llegar a ser costo-beneficiosas en el mediano plazo debido a la disminución que se ha venido presentando en sus costos (FEDESARROLLO, 2013).

Adicionalmente, es importante considerar la viabilidad de esta tecnología en Zonas no Interconectadas del país, donde los costos de generación a partir de plantas a diésel pueden llegar a los 1200 pesos/KWh, y el beneficio ambiental de la implementación de tecnologías no convencionales se multiplicaría. En las ZNI, la generación con energía solar tendría un Valor Presente Neto (VPN) de COP 2.040.781.

6.14 Generación con Energía Eólica

TABLA 25. COSTO BENEFICIO PARA GENERACIÓN CON ENERGÍA EÓLICA

Sector Energético	1,37
Sociedad (sin sector energético)	Infinito (Costos =0)
Sociedad	1,23

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

Desde el punto de vista energético se observa que los beneficios de la generación de energía eólica son 1,37 veces superiores a sus costos. Por otra parte, analizando los resultados para la sociedad, se tiene que los beneficios son 1,23 veces superiores a los costos. Parte de los beneficios de esta tecnología se deben a que la energía eólica presenta un comportamiento complementario al recurso hídrico, ya que aumenta en épocas de sequía.

Como parte de las externalidades positivas que favorecen los beneficios se encuentran los bajos niveles de emisiones de gases de efecto invernadero, la conservación de las reservas de combustibles fósiles, la necesidad de pocas obras civiles, instalaciones reversibles, entre otras. Por otro lado, el valor de los beneficios se ve reducido debido a los altos costos de operación que disminuyen su competitividad, la necesidad de ocupación de terrenos, el deterioro del paisaje, la perturbación del hábitat, el ruido, entre otras.

6.15 Generación con energía geotérmica

TABLA 26. COSTO BENEFICIO PARA GENERACIÓN CON ENERGÍA GEOTÉRMICA

Sector Energético	0,85
Sociedad (sin sector energético)	0,001
Sociedad	0,83

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

De acuerdo a nuestros resultados, la energía Geotérmica no es costo-beneficiosa para ningún actor. En lo que refiere al sector energético se tiene que los beneficios solamente son el 85% de los costos. Por otra parte a nivel social, se tiene que los costos son 20% superiores a los beneficios que este tipo de tecnología pueda generar.

Este tipo de fuente de energía todavía no está disponible en Colombia, puesto que se caracteriza por sus altos costos. Algunas externalidades negativas que influyen en su poca viabilidad económica en el corto plazo, se relacionan con el hecho de que esta tecnología no tiene el potencial de tener un crecimiento dinámico, debido a las limitaciones geográficas de los yacimientos geotérmicos y también a que éstos se sitúan en zonas de alto riesgo, tanto geológico como sísmico.

No obstante, se considera importante aclarar que este tipo de tecnología tiene un alto potencial de desarrollo en el mediano plazo dada la alta actividad geológica de varias zonas en Colombia (especialmente en la zona fronteriza con Ecuador); e igualmente por su número considerable de

externalidades positivas que incluyen la no emisión de contaminantes a la atmósfera, poca afectación del paisaje, la posibilidad de reutilización de recursos hídricos, entre otras.

6.16 Generación con biomasa

TABLA 27. COSTO BENEFICIO PARA GENERACIÓN CON BIOMASA

Sector Energético	0,74
Sociedad (sin sector energético)	0,02
Sociedad	0,70

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

Esta medida propone la producción de energía a partir de residuos agroindustriales. De acuerdo a nuestros resultados, se tiene que esta medida no es costo beneficiosa para ningún actor. Haciendo referencia al sector energético, se observa que los costos de implementación exceden en un 35% sus beneficios. Así mismo, desde el punto de vista social se tiene que los beneficios únicamente son el 70% de los costos.

A pesar de que se han identificado 4 cultivos con un alto potencial energético en Colombia (palma africana, arroz, plantaciones forestales y caña de azúcar (FEDESARROLLO, 2013)), el crecimiento de la participación de energía a partir de biomasa se ha visto frenado debido a múltiples barreras, como sus altos costos, la necesidad de contar con el residuo agroindustrial con el fin de poder generar, la falta de organización de las políticas públicas, entre otras.

Por otra parte, es importante considerar la viabilidad de esta tecnología en Zonas no Interconectadas del país, donde los costos de generación a partir de plantas a diésel pueden llegar a los 1200 pesos/kWh, y el beneficio ambiental de la implementación de tecnologías no convencionales se multiplicaría. En las ZNI, la generación con biomasa tendría un Valor Presente Neto (VPN) de COP 5.913.347.

6.17 Aumento de la eficiencia energética en el sector residencial

TABLA 28. COSTO BENEFICIO PARA AUMENTO DE LA EFICIENCIA EN EL SECTOR RESIDENCIAL

Agente	Buenas Prácticas	Sustitución de Equipos
Sector Energético	Infinito (Costos =0)	
Sociedad	6,85	1,94
Sociedad (Sin sector energético)	226,31	2,68

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS



Esta medida propone el aumento de la eficiencia energética a través de buenas prácticas y sustitución de equipos en el sector residencial. En la evaluación costo-beneficio se asume que todos los gastos están a cargo de los usuarios finales.

Es de vital importancia destacar que, de acuerdo a la experiencia del equipo consultor, se han incluido dentro de la evaluación únicamente las medidas de eficiencia energética más costo-beneficiosas del paquete de potenciales medidas identificadas por la UPME en los Estudios de Caracterización del Sector Residencial (2012). En el Anexo 11.2 se presentan los principales supuestos considerados para cada una de las evaluaciones.

Para la sociedad la medida de buenas prácticas, resulta ser costo-beneficiosa debido a que los beneficios son 6,85 veces superiores a los costos. En lo que respecta a la sustitución de equipos, se tiene que los beneficios superan en un 1,94 los costos.

Estos beneficios se deben principalmente al ahorro de energético, resultado de la mejora del desempeño de los equipos, que implica una disminución de los costos de cargo por servicio de la energía y una reducción de la vulnerabilidad del sector ante el Cambio Climático.

6.18 Aumento de la eficiencia energética en el sector Industrial

TABLA 29. COSTO BENEFICIO PARA AUMENTO DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA EN EL SECTOR INDUSTRIAL

Agente	Buenas Prácticas	Sustitución de Equipos
Sector Energético	Infinito (Costos =0)	
Sociedad	6,15	6,80
Sociedad (Sin sector energético)	47,97	182,49

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

Esta medida propone el aumento de la eficiencia energética a través de buenas prácticas y sustitución de equipos en el sector industrial. De manera similar al caso anterior, en la evaluación costo-beneficio se asume que todos los gastos están a cargo del sector industrial.

Desde el punto de vista social, se tiene que los beneficios debidos a la sustitución de equipos son 6,80 veces mayores a los costos de implementación de la medida. Bajo el mismo lineamiento, se tiene que tras la adopción de buenas prácticas, los beneficios superan 6,15 veces los costos.

6.19 Aumento de la eficiencia energética en el sector terciario

TABLA 30. COSTO BENEFICIO PARA AUMENTO DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA EN EL SECTOR TERCIARIO

Agente	Buenas Prácticas	Sustitución de Equipos
Sector Energético	Infinito (Costos =0)	
Sociedad	1,00	1,78
Sociedad (Sin sector energético)	0,36	2,38

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

Esta medida propone el aumento de la eficiencia energética a través de buenas prácticas y sustitución de equipos en el sector industrial. De manera similar al caso anterior, en la evaluación costo-beneficio se asume que todos los gastos están a cargo del sector terciario.

De acuerdo a nuestros resultados, los beneficios de las medidas de sustitución de equipos son 1,78 veces superiores a los costos. En cuanto a la adopción de buenas prácticas, los costos resultan ser prácticamente iguales a los beneficios.

6.20 Fortalecimiento de la gestión de la información para la toma de decisiones de adaptación del sector

TABLA 31. COSTO BENEFICIO PARA FORTALECIMIENTO DE LA GESTIÓN DE LA INFORMACIÓN PARA LA TOMA DE DECISIONES DE ADAPTACIÓN EN EL SECTOR

Sector Energético	Infinito (Costos =0)
Sociedad (sin sector energético)	13,24
Sociedad	13,24

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

Esta medida propone destinar recursos para el fortalecimiento de la información que sirve de base para la toma de decisiones del sector. En particular, se considera fortalecer a las Corporaciones Autónomas Regionales (CAR's) y al IDEAM.

A pesar de que las inversiones públicas en materia gestión de la información no corren por cuenta de las empresas del sector energético, éstas reciben los beneficios de esta medida.

De acuerdo a nuestros resultados, las acciones a realizar en el ámbito del fortalecimiento institucional tienen unos beneficios 13,24 veces superiores a los costos. Esto está en línea con otros estudios, como el *Análisis de la Gestión del Riesgo de Desastres en Colombia* (Banco Mundial, 2013) el cual indica que las inversiones en gestión del riesgo para el periodo comprendido entre el año 2000 y 2012 y la realizadas como consecuencia de grandes desastres como el sismo del Eje Cafetero (2001) y la emergencia por el fenómeno de "La Niña" (2010) fueron económicamente beneficiosas. Entre esas inversiones, incluyen el fortalecimiento de actividades relacionadas con estudios de identificación, análisis y evaluación de riesgos relacionados con reglamentación y ordenamiento del territorio; junto con aquellas enfocadas al monitoreo, evaluación y zonificación del riesgo para fines de planificación.

6.21 Fortalecimiento de la capacidad de reacción ante eventos climáticos extremos

TABLA 32. COSTO BENEFICIO PARA FORTALECIMIENTO DE LA CAPACIDAD DE REACCIÓN ANTE EVENTOS CLIMÁTICOS EXTREMOS

Sector Energético	Infinito (Costos =0)
Sociedad (sin sector energético)	70,52
Sociedad	80,76

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

Esta medida propone un fortalecimiento de la UNGRD con miras a mejorar la capacidad del país al prevenir y reaccionar ante eventos climáticos extremos, como los fenómenos de “El Niño” y “La Niña”. Al igual que en el caso anterior, a pesar de que las inversiones públicas en materia gestión del riesgo no corren por cuenta de las empresas del sector, éstas reciben los beneficios de esta medida.

La relación costo-beneficio para esta medida es de 80,76, lo que indica que los beneficios son significativamente superiores a los costos.

Acorde a las bases conceptuales del Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático (PNACC) desarrollado por el Departamento de Planeación Nacional (DNP, 2012); todos los lineamientos se encuentran avanzando hacia un modelo unificado el cual tiene en cuenta la Gestión del Cambio Climático, la Gestión de los Recursos Naturales y la Gestión del Riesgo. Este tipo de adaptaciones resultan ser costo-beneficiosas puesto que actuar en el presente frente al Cambio Climático, resulta ser menos costoso que las pérdidas económicas a causa de los impactos por estos eventos. Nuevamente, nuestros resultados están en línea con lo encontrado por otros estudios. Por ejemplo, el Banco Mundial “Natural Disasters: Counting the Cost” (World Bank, 2012) en donde los beneficios oscilan aproximadamente entre USD 37 y USD 40, por cada Dólar invertido en el aumento de la capacidad de reacción frente a eventos que impliquen cambios climáticos.

6.22 Inclusión de los posibles efectos del Cambio Climático en la planificación del sector eléctrico

TABLA 33. COSTO BENEFICIO PARA LA INCLUSIÓN DE LOS POSIBLES EFECTOS DEL CAMBIO CLIMÁTICO EN LA PLANIFICACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO

Sector Energético	Infinito (Costos =0)
Sociedad (sin sector energético)	112,87
Sociedad	112,87

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

Esta medida propone destinar recursos para la inclusión de los efectos del Cambio Climático en la planeación del sector. En particular, se considera fortalecer a la UPME.



De acuerdo con nuestros resultados, los beneficios en la sociedad son 112,87 veces superiores a los costos generados por la implementación de instrumentos desde la fase planeación en el sector de desarrollo energético.

6.23 Impulso a conexiones internacionales

TABLA 34. COSTO BENEFICIO PARA IMPULSO A CONEXIONES INTERNACIONALES

Sector Energético	1,15
Sociedad (sin sector energético)	45,43
Sociedad	1,18

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

El análisis costo-beneficio respecto al impulso a conexiones internacionales ha dado como resultado que esta medida de adaptación es costo-beneficiosa para todas las partes implicadas. Por una parte, asumiendo que la Interconexión energética se realiza con Panamá, se tiene que para el sector energético los beneficios exceden en 1,15 veces los costos de implementación de este tipo medidas, gracias a los intercambios de energía y la disminución en la vulnerabilidad. De manera similar, desde el enfoque social los beneficios son 1,18 veces superiores a los costos.

Adicionalmente, se tiene que las conexiones Internacionales facilitan los intercambios comerciales de energía que aumentan la competencia ya que aprovechan las fluctuaciones de precios para el Sistema Nacional Interconectado. Además, este tipo de conexiones son un respaldo que permite asegurar el suministro de energía conforme a la demanda, y disminuye la vulnerabilidad ante el Cambio Climático ya que este tipo de intercambio energético también tiene en cuenta los escenarios en donde se estipula condiciones de escasez y/o racionamiento asignando Cargo por Confiabilidad (Codensa Et al., 2013).

7. Hoja de ruta para la Adaptación

En esta sección se presenta el Plan de Acción propuesto para la implementación de cada uno de los cinco grupos de medidas de adaptación que fueron valoradas económicamente, a saber:

1. Ambiental
 - a. Aumento en la cobertura vegetal (activa)
 - b. Aumento en la cobertura vegetal (pasiva)
 - c. Conservación de Ecosistemas Naturales
 - d. Control de la erosión en zonas agrícolas y mineras
 - e. Uso eficiente del agua en usos no-hidroeléctricos
2. Optimización en la generación y transmisión
 - a. Aumento de la eficiencia de la generación con fuentes convencionales
 - b. Optimización de la operación de los embalses



- c. Expansión de la capacidad instalada con fuentes convencionales
 - i. Expansión plantas térmicas a carbón
 - ii. Expansión plantas térmicas a gas
 - iii. Expansión plantas hidroeléctricas
 - d. Promoción de la generación distribuida
 - e. Aumento en la eficiencia en la transmisión
 - f. Impulso conexiones internacionales
3. Fuentes no convencionales de energía
- a. Generación con energía solar
 - b. Generación con energía eólica
 - c. Generación con energía geotérmica
 - d. Generación con biomasa
4. Gestión de la demanda
- a. Medidas de eficiencia energética residencial
 - b. Medidas de eficiencia energética industrial
 - c. Medidas de eficiencia energética sector terciario
5. Medidas institucionales
- a. Fortalecimiento de la gestión de información para toma de decisiones de adaptación
 - b. Fortalecimiento de la capacidad de observación y reacción ante eventos climáticos extremos
 - c. Inclusión de posibles efectos del Cambio Climático en la planeación del sector eléctrico.

En este capítulo, además del Plan de Acción para cada una de las medidas que tienen relaciones beneficio-costos favorables, se presenta el plazo de implementación propuesto para cada medida, así como sus potenciales fuentes de financiación. El plazo de implementación se determina teniendo en cuenta los resultados de la evaluación económica, el valor de las inversiones necesarias y a la pertinencia y urgencia de cada medida. Las fuentes de financiación se proponen teniendo en cuenta las entidades y actores que actualmente disponen de recursos para llevarlas a cabo, los beneficiarios de su implementación y, más importante aún, aquellos a quienes les correspondería llevarlas a cabo.

7.1 Medidas ambientales

El grupo de medidas ambientales está dirigido, en esencia, a amortiguar el impacto de los eventos climáticos extremos sobre la hidrología regional (aumento y conservación de la cobertura vegetal), a prolongar la vida útil de los embalses (control de la erosión) y a conservar la oferta de agua (uso eficiente del agua en usos no-hidroeléctricos). Este grupo de medidas incluye las siguientes:

1. Aumento en la cobertura vegetal (activa)

2. Aumento en la cobertura vegetal (pasiva)
3. Conservación de Ecosistemas Naturales
4. Control de la erosión en zonas agrícolas y mineras
5. Uso eficiente del agua en usos no-hidroeléctricos

La siguiente tabla presenta las medidas ambientales de adaptación del sector eléctrico al Cambio Climático, los costos y plazos necesarios para su implementación y las fuentes de financiación.

TABLA 35 INFORMACIÓN ECONÓMICA DE LAS MEDIDAS AMBIENTALES DE ADAPTACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO AL CAMBIO CLIMÁTICO.

Medida	Costo de Implementación (COP)	B/C Social	B/C Sector Energético	Plazo de Implementación	Fuente(s) de financiación
Aumento de la cobertura vegetal en cuencas abastecedoras por medio de re-vegetalización pasiva (permitir restauración natural)	\$22.051.818.316	11,47	23,36	Corto Plazo	Nación MADS CAR's
Aumento de cobertura vegetal en cuencas abastecedoras por medio de re-vegetalización activa (acelerar y dirigir la restauración natural)	\$559.638.124.758	2,56	1,53	Corto Plazo	Nación MADS CAR's
Conservación de Ecosistemas naturales	\$123.340.442.545	4,79	3,44	Corto Plazo	Nación MADS
Control de la erosión en zonas agrícolas y mineras en cuencas abastecedoras	\$45.606.096.733	11,67	8,17	Corto Plazo	Nación MADS
Uso eficiente del agua en usos diferentes a la generación eléctrica	\$1.114.643.145.213	1,74	Infinito	Corto Plazo	Nación MADS CAR's

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS



La evaluación económica de estas medidas arrojó, en todos los casos, resultados económicos favorables tanto para la sociedad en general como para el sector eléctrico en particular. Es decir, además de los beneficios esperados en términos de adaptación al Cambio Climático, estas medidas generan beneficios económicos netos tanto para la sociedad como para el sector eléctrico.

Aunque la implementación de estas medidas ambientales se financia parcialmente con recursos del sector eléctrico, su implementación recae, en su mayor parte, sobre las autoridades ambientales nacionales y regionales. Corresponde pues al sector ambiental –y no al eléctrico– su diseño e implementación.

Ahora bien, dado que algunas de estas medidas están siendo parcialmente financiadas con recursos aportados por el sector eléctrico y dado que su implementación, además de contribuir a la adaptación al Cambio Climático, le genera beneficios económicos, es de todo el interés del sector velar por su eficiente y efectiva implementación. Más aún, el sector y sus agentes deben tener presente que los recursos adicionales que de manera voluntaria destinen al desarrollo de estas medidas, les generarán beneficios económicos, adicionales a los relacionados con la adaptación al Cambio Climático. A continuación se describen las estrategias que el sector ambiental tiene en marcha para la implementación de estas medidas.

7.1.1 Aumento en la Cobertura Vegetal Mediante la Revegetación Activa

En primera instancia, vale la pena destacar que el Gobierno Nacional, de tiempo atrás, ha puesto en marcha una serie de estrategias encaminadas al aumento de la cobertura vegetal. Esto, por una parte mediante el fomento de la reforestación comercial y, por otra, mediante el diseño de acciones dirigidas a re-vegetalización activa. A continuación se describen esas estrategias.

Como se indicó antes, el aumento de la cobertura vegetal claramente resulta ser una medida que además de contribuir a la adaptación del sector eléctrico al Cambio Climático y de generar beneficios sociales, es también una medida que genera beneficios financieros a los agentes del sector. Por lo anterior, dichos agentes deben tener presente que las inversiones adicionales que autónomamente decidan hacer para aumentar la cobertura vegetal en las cuencas de su área de influencia les generarán beneficios financieros. Probablemente esos beneficios serán mayores en la medida en la que el estado de deterioro de esas cuencas sea mayor.

Reforestación Comercial

En cuanto a la clásica reforestación comercial como medida dirigida al aumento de la cobertura vegetal, el gobierno tiene en marcha una serie de políticas con sus respectivos instrumentos económicos. Entre ellas se destacan la Política de Bosques de 1996, el Plan Nacional de Desarrollo Forestal de 2001 y Plan de Acción para la Reforestación Comercial del 2011.

La Política de Bosques de Colombia de 1996⁴, propuso cuatro estrategias:

⁴Documento CONPES 2834



- 1) Modernización del sistema de administración de bosques.
- 2) Conservación y uso sostenible de los bosques naturales.
- 3) Fortalecimiento de la investigación, educación y la participación ciudadana.
- 4) Consolidación de la posición internacional del sector forestal.

El gobierno previó que la ejecución de esta política, cuya ejecución está a cargo de las Corporaciones Autónomas Regionales, tendría un costo de \$134 mil millones en 1995, de los cuales, el 49% provendrían del crédito externo (BID y BIRF y que el Certificado de Incentivo Forestal –CIF⁵–, sería el instrumento para financiar su ejecución). Posteriormente, en el año 2001, con el fin de instrumentar la Política de Bosques, el Gobierno Nacional adoptó el Plan Nacional de Desarrollo Forestal (PNDF)⁶. Este Plan incluye tres programas:

- 1) Ordenación, conservación y restauración de ecosistemas forestales.
- 2) Fomento a las cadenas forestales productivas.
- 3) Desarrollo institucional del Sector Forestal.

Aunque es cierto que los objetivos de la Política Forestal y del PNDP no se han alcanzado plenamente, se han logrado avances parciales en materia de reforestación comercial. Es así como en 2011, el Ministerio de Agricultura formuló el Plan de Acción para la Reforestación Comercial que trazó como meta la reforestación de 600.000 hectáreas (ha) en el cuatrienio 2010-2014, este previó que para alcanzar esa meta sería necesaria una inversión de \$429.496.000.000 los cuales provendrían del Presupuesto Nacional, inversionistas y cooperantes nacionales e internacionales.

Actualmente el área total sembrada de bosques comerciales del país es de 477.575 ha⁷. Entre los años 1995 y 2013 se reforestaron 251 mil Hectáreas con el apoyo del CIF. En este periodo se han reforestado cerca de 14.000 ha por año, con una inversión anual de \$26,231 millones. En los últimos dos años (2012-2013) se reforestaron, en promedio, 38.500 ha.

Es evidente que el Gobierno cuenta, de tiempo atrás, con políticas y estrategias organizacionales y financieras dirigidas a aumentar la cobertura vegetal mediante plantaciones forestales. Sin embargo, su efectividad no ha sido la esperada por las siguientes razones: problemas de titulación de predios y baldíos que impiden acceder al CIF, deficiencias en el proceso de producción de material vegetal, incertidumbre climática y falta de cultura empresarial en reforestación.⁸ Aunque es poco lo que el sector eléctrico puede hacer para resolver estos factores limitantes, es de suma importancia que los

⁵ Creado por la Ley 139 de 1994., En el caso de las plantaciones con especies nativas, el CIF financia el 75% de los costos de establecimiento; en el caso de las exóticas el al 50%. El CIF financia el 50% de los costos de mantenimiento entre el segundo y el quinto año.

⁶Documento CONPES 2135

⁷Cálculos del MADR y FINAGRO sin información de reforestación realizada por privados que no utilizan CIF.

⁸Documento CONPES 3806 de 2014.



agentes del sector tengan presente que el gobierno ha previsto estrategias institucionales y financieras, que le permitirían aumentar el área de bosques comerciales con especies nativas y exóticas.

Re-vegetalización activa

La re-vegetalización de áreas degradadas puede ser un proceso activamente asistido que incluye un rango amplio de opciones. Se trata de opciones que facilitan el aumento natural de cobertura vegetal mediante intervenciones localizadas que aceleren el proceso natural de re-vegetalización. Entre esas intervenciones estarían la siembra a baja densidad de especies pioneras, el aislamiento de las áreas, la fertilización del suelo, el monitoreo, etc. Estas medidas requieren de inversiones cuyo costo aumenta en la medida en que aumenta su intensidad. En todo caso, a diferencia de la restauración natural no asistida que resulta del abandono voluntario de las áreas, en este caso se debe incurrir en costos. Y por lo tanto resulta necesario contar con una estrategia organizacional y financiera para llevarla a cabo; el Gobierno, en el caso de la reforestación comercial, cuenta con ella.

El Gobierno Nacional adoptó en el año 1998 un documento de política directamente relevante: *“Plan Estratégico para la Restauración Ecológica y el Establecimiento de Bosques en Colombia, Plan Verde, Bosques para la Paz”*, conocido como el ‘Plan Verde’. Este Plan tenía entre sus objetivos *“generar las bases para involucrar la restauración ecológica, la reforestación con fines ambientales y comerciales y la agroforestería en el ordenamiento ambiental territorial”*. Se propuso, entre uno de sus objetivos, promover la incorporación de acciones de restauración en los Planes de Ordenación y Manejo Ambientales de todas las CAR’s que recibieran Transferencias del Sector Eléctrico (Min Ambiente, 1998). Se tenía como meta restaurar 245.000 ha entre los años 1998-2007. Los esfuerzos estaban concentrados en las zonas que proveen servicios ambientales tales como la generación de energía eléctrica. Para el logro de los objetivos del Plan se estimó un presupuesto de entre 550 y 750 millones de dólares, provenientes del sector hidroeléctrico, los municipios, el Fondo Nacional de Regalías y recursos externos por cooperación y créditos. En el cuatrienio 1999-2002, se reportó el establecimiento de 121.847 ha en bosques de reforestación protectora (68%) y reforestación productora-protectora (32%) (CIFOR, 2014).

Posteriormente, en el año 2012, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, actualizó las metas a través del Plan Nacional de Restauración que tiene por objeto *“orientar y promover la restauración ecológica, la recuperación y la rehabilitación de áreas disturbadas, que conlleven a la distribución equitativa de beneficios, a la conservación de la diversidad biológica y a la sostenibilidad y mantenimiento de bienes y servicios ambientales, en un marco de adaptación a los cambios globales”*. La primera fase de este plan que es principalmente de planificación, busca establecer prioridades, propuestas y estrategias de restauración con la participación de las comunidades. Esta primera fase tiene prevista una duración de 3 años (2013-2015); y su costo es de \$5.530 millones (aproximadamente USD \$2,5 millones). Durante la segunda fase, con una duración prevista de 5 años (2015-2020), se pretenden desarrollar guías, protocolos y proyectos piloto; así mismo se prevé una inversión de COP 3.500 millones (USD \$1.75 millones). Finalmente, la tercera fase tiene prevista una duración de 12 años (2020-2032), la cual se enfoca en la implementación de acciones de restauración a gran escala en las áreas priorizadas, el monitoreo de los proyectos y el seguimiento a la gestión y la implementación de un sistema de información. Se estimó que su costo sería de \$6.000 millones (USD \$3 millones). En total la



implementación del Plan Nacional de Restauración, Restauración Ecológica, Rehabilitación y Recuperación de Áreas Disturbadas tendría una duración de 20 años y una inversión de \$15 mil millones (USD \$7,5 millones), y una meta final de restauración de 1.000.000 de hectáreas. El Plan Nacional de Desarrollo 2011-2014 propuso una meta de restauración para el cuatrienio de 90.000 ha. A la fecha se ha avanzado en la restauración de 57.729 ha. En el año 2012, el Ministerio de Ambiente firmó 12 convenios con Autoridades Ambientales Regionales para la restauración de aproximadamente 18.412 ha en ecosistemas estratégicos. (Min Ambiente, 2014).⁹

El Centro para la Investigación Forestal Internacional –CIFOR–, realizó en el 2014 una evaluación de más de 100 proyectos de restauración ejecutados en las últimas dos décadas. Estos comprenden una área de 87.000 hectáreas que es significativamente menor a la meta del Plan Verde (245.000 ha). En esta evaluación se encontró que los proyectos analizados se concentran en la zona Andina, por encima del cinturón de los 2000 msnm. Más del 50% del área restaurada pertenece al Estado que ejecutó directamente más del 50% de los proyectos.

Como en el caso del aumento de la cobertura vegetal mediante la reforestación comercial, es evidente que el Gobierno cuenta, de tiempo atrás, con políticas y estrategias dirigidas a aumentar la cobertura vegetal mediante la restauración de ecosistemas degradados. Aunque los resultados a la fecha, distan de los originalmente previstos en el Plan Verde, el Plan Nacional de Restauración adoptado en 2012 ha planteado, como se indicó antes, una estrategia por fases que podría resultar más adecuada. Como en el caso de la reforestación comercial, el sector energético debe tener presente que el Gobierno tiene previsto que el logro de sus metas en materia de restauración (1.000.000 de hectáreas en 20 años) depende, en buena medida, de la inversión que las CAR's hagan con los recursos transferidos por el sector eléctrico.

7.1.2 Aumento en la cobertura vegetal mediante la re-vegetalización pasiva

En primer lugar, vale la pena destacar que en Colombia, por razones cuyo análisis va más allá del alcance de este trabajo, ha ocurrido un aumento en las áreas que se encuentran bajo re-vegetalización natural durante los últimos años.

Estos procesos de regeneración probablemente corresponden al abandono, por razones económicas, de áreas marginales para la ganadería; y no, a inversiones del Estado dirigidas a la restauración de esas áreas. En esos casos, se trata entonces de procesos de re-vegetalización que no tienen un costo para el estado pero que, en todo caso, generan beneficios tanto a la sociedad como al sector eléctrico. Nada hace pensar que esa tendencia de aumento en las áreas re-vegetalizadas en zonas marginales se revierta. Todo lo contrario, tanto el objetivo del sector ganadero de concentrar la actividad ganadera en las áreas más productivas, abandonando las áreas marginales para la ganadería (FEDEGAN nf.) como la baja relación beneficio/costo de las labores de adecuación de las áreas marginales ya abandonadas, indican que la tendencia se mantendría; o incluso que se profundizaría. En consecuencia, la re-vegetalización pasiva que resulta de la decisión económica de los propietarios de la tierra de concentrar la producción pecuaria en las áreas más productivas y de sacar ciertas áreas de la producción, no requiere de ningún tipo de intervención del Estado. El mercado (los precios de la carne, la leche, los

⁹<http://www.urnadecristal.gov.co/pregunta/c-mo-va-plan-nacional-de-restauraci-n-ecol-gica>



insumos, la mano de obra, etc.) estarían generando los incentivos para que ocurra la restauración natural de las áreas marginales para la ganadería.

7.1.3 Conservación de Ecosistemas Naturales

Además de aumentar la cobertura vegetal de las áreas degradadas, la adaptación del sector energético al Cambio Climático también incluye medidas dirigidas a detener el avance del deterioro de los ecosistemas naturales y a asegurar su conservación.

Como es bien sabido, el Gobierno Nacional de tiempo atrás, ha puesto en marcha una serie de estrategias encaminadas a la conservación de los bosques y de otros ecosistemas importantes para la conservación del ciclo hidrológico. Como se indicó antes, la conservación de esos ecosistemas claramente resulta ser una medida que además de contribuir a la adaptación del sector eléctrico al Cambio Climático y de generar beneficios sociales, es también una medida que genera beneficios financieros a los agentes del sector. Por lo anterior, dichos agentes deben tener presente que las inversiones adicionales que autónomamente decidan hacer para detener el deterioro de esos ecosistemas y para conservarlos les generarán beneficios financieros. Probablemente estos beneficios serán mayores en la medida en la que el estado de deterioro de esas cuencas sea mayor.

Las políticas más relevantes que el Gobierno ha puesto en marcha para detener el deterioro de los ecosistemas y ahora conservar los remanentes son: la Política de Biodiversidad y las políticas de manejo del Sistema de Áreas Protegidas –SINAP– y de las Reservas Forestales.

La Política Nacional para la Gestión de la Biodiversidad y sus Servicios Ecosistémicos, busca fortalecer y articular acciones de conservación de la biodiversidad a través de la preservación, restauración y uso sostenible de áreas silvestres y de paisajes transformados. Mediante esta política se pretende implementar procesos de estructuración ecológica que vinculen los procesos de conservación del Sistema Nacional de Áreas Protegidas (SINAP) con los de ordenación de bosques y reservas forestales, y los de conservación de los ecosistemas de páramos y humedales. Esto, con el propósito de mantener la resiliencia de los sistemas socio-ecológicos ante el Cambio Climático y de asegurar el suministro de servicios ecosistémicos.

Por su parte, la gestión del Sistema de Áreas Protegidas está incluida en el Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014 “Prosperidad para todos”, incluye tres acciones específicas. (UAESPNN, 2014):

- 1) Consolidar el SINAP priorizando el aumento de la representatividad ecológica de las áreas, la consolidación de un inventario oficial de las áreas protegidas y el establecimiento y normalización de un sistema único de categorías.
- 2) Mejorar la efectividad del manejo de las áreas del sistema de parques nacionales naturales.
- 3) Concertar estrategias especiales de manejo de áreas protegidas con grupos étnicos.

Desde el año 2003 se han incorporado 3,9 millones de hectáreas adicionales al Sistema Nacional de Áreas Protegidas, de las cuales 2,8 corresponden a áreas boscosas. Se prevé que en los próximos años las áreas nuevas de parques nacionales con bosques se localicen principalmente en la zona andina.



Por otra parte, la Ley 2da de 1959 estableció siete grandes zonas de reserva forestal¹⁰: las cuales actualmente cubren cerca del 50% del territorio continental colombiano¹¹. El Plan Nacional de Desarrollo (Ley 1450 de 2011) priorizó la importancia de detener la degradación de estas áreas y de restablecer sus coberturas forestales. Se propuso como meta para el período 2010-2014, la ordenación de 15 millones de hectáreas; incluyendo 1 millón de hectáreas de Bosque Natural. El Ministerio de Ambiente en coordinación con las Corporaciones Autónomas avanzó en la ordenación de 24.2 millones de hectáreas con lo cual se superó, de lejos, la meta planteada para el cuatrienio.

El CIF de conservación fue creado mediante las leyes 139 de 1994 y 223 de 1995; y reglamentado por el Decreto 900 de 1997. Este incentivo económico se diseñó con el objetivo de reconocer los costos directos e indirectos en que incurre el propietario de un predio al conservar bosques naturales; y es aplicable para bosques ubicados por encima de los 2.500 msnm, para bosques al margen de cursos de agua, para humedales y áreas dentro del SINAP que hayan sido tituladas antes de la declaratoria del área respectiva y que se encuentren en cuencas abastecedoras de acueductos locales. Para el año 2006, el incentivo por 10 años era de entre USD \$ 409/ha para bosques secundarios ubicados a menos de 1000 msnm y en predios de más de 30 ha, y USD \$2600 para bosques localizados a más de 2500 msnm en predios de menos de 3 ha (Blanco, 2006). Sin embargo, en realidad, el CIF de conservación nunca fue operativo. Esto principalmente, por falta de recursos. Los \$1300 millones asignados para el incentivo en 1999 no se ejecutaron, después de ese año no le fueron asignados recursos adicionales.

De otra parte el Gobierno Nacional ha diseñado dos tipos de compensaciones que son de interés, como las acciones que contribuyen a la adaptación del sector eléctrico al Cambio Climático: aquellas asociadas a la sustracción de áreas de reserva forestal y las que establecen dentro del proceso de licenciamiento ambiental de proyectos. Las del primer tipo establecen que cuando se realicen sustracciones a la reserva forestal, la Autoridad Ambiental impondrá medidas de compensación, restauración y reparación¹². Adicionalmente, se deberá compensar con un área de valor ecológico equivalente al área sustraída de la reserva forestal; esto implica la adquisición de un área equivalente en extensión al área sustraída y el desarrollo de un plan de restauración.

Las compensaciones asociadas a los procesos de licenciamiento ambiental¹³ están encaminadas a resarcir y retribuir a las comunidades, las regiones, las localidades y al entorno natural por los impactos o efectos negativos que no puedan ser corregidos, mitigados o sustituidos.

Complementariamente, el Manual de Asignación de Compensaciones por Pérdida de Biodiversidad¹⁴ desarrolla la obligación de compensar los impactos causados sobre el componente biótico por proyectos y obras que requieren de Licencia Ambiental. Este manual permite determinar el área a compensar, y definir dónde y cómo llevar a cabo la compensación. Establece opciones para determinar el sitio de la compensación, propone un sistema de equivalencias ecológicas, y plantea tres opciones para adelantar la compensación: conservación, restauración ecológica o acciones en áreas protegidas existentes. Entre

¹⁰ Pacífico, Central, Río Magdalena, Sierra Nevada de Santa Marta, Serranía de los Motilones, El Cocuy y la Amazonia

¹¹ 51.372.314 ha

¹² Ley 145 de 2011

¹³ Decreto 2820 de 2010

¹⁴ Resolución 1517 del 31 de agosto de 2012



las principales dificultades que ha tenido que enfrentar este sistema de compensaciones están: la carencia de información sobre la ubicación de las acciones de compensación, la falta de experiencia en temas de restauración y conservación de los beneficiarios de las licencias ambientales, la carencia de lineamientos uniformes para el diseño de planes de compensación y la falta de estrategias para asegurar la sostenibilidad financiera y ambiental de las áreas compensadas; y la dificultad para contar con predios para realizar las compensaciones (Fundepúblicos, 2014).

Con el objetivo de frenar el avance de la deforestación de los bosques naturales, actualmente, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible se encuentra elaborando la “Política para el Control de la Deforestación y el Deterioro de los Bosques Naturales”. Esa política tendría un importante impacto sobre la conservación de los ecosistemas relevantes para el sector eléctrico. Esto, por cuanto, crearía los incentivos económicos necesarios para promover la conservación de ecosistemas y cuencas estratégicas en áreas privadas y comunitarias.

De otra parte, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Territorial se encuentra actualmente en proceso de formulación de los Planes Estratégicos de las cinco macro-cuencas del país. Estos planes definirán los lineamientos para la formulación de los POMCAS de las zonas y sub-zonas hidrográficas del país. Los lineamientos a ser propuestos por esos Planes Estratégicos a las Corporaciones Regionales tendrían que incluir la conservación de los ecosistemas remanentes y la restauración de los ecosistemas degradados.

Entonces, como en los casos de del aumento de la cobertura vegetal mediante la reforestación comercial y mediante la restauración de áreas degradadas, es evidente que el Gobierno cuenta, de tiempo atrás, con políticas y estrategias dirigidas a detener el deterioro de los ecosistemas y a conservar los remanentes. Los resultados en materia de conservación de áreas protegidas y de ordenamiento forestal son significativos, pero la estrategia de las compensaciones aún no logra consolidarse como una alternativa que pueda contribuir significativamente a la adaptación del sector eléctrico al Cambio Climático. Aunque el direccionamiento de las políticas de conservación está por fuera del alcance de las posibles intervenciones del sector eléctrico, en todo caso, vale la pena tener presente que los recursos que se originen en el sector y que se transfieran a las autoridades ambientales para la protección del Sistema Nacional de Áreas Protegidas, están contribuyendo de manera directa a la adaptación del sector al Cambio Climático y que esas inversiones no sólo representan beneficios netos para la sociedad sino también para los agentes del sector.

7.1.4 Control de la erosión en zonas agrícolas y mineras

El principal impacto de la erosión sobre la vulnerabilidad del sector eléctrico al Cambio Climático es, en esencia, la reducción de la vida útil de los embalses por causa de su sedimentación. Las dos principales fuentes de sedimentos en las cuencas generadoras son la erosión de los suelos agrícolas y la descarga de sedimentos a los cuerpos de agua por parte de la actividad minera; principalmente de la minería ilegal del oro. La importancia relativa de estas dos fuentes de sedimentos varía, caso a caso, de un embalse a otro; y es por esa razón, que las estrategias para su control deben ser localmente diseñadas.

Ahora bien, mientras que el control de los impactos causados por la minería ilegal de oro ha ocupado durante los últimos años la atención del Gobierno, el problema de la erosión de los suelos agrícolas es



un problema huérfano –sin doliente– dentro de las políticas públicas. Como se indicó antes, el control del flujo de sedimentos – de origen minero y agrícola– hacia los embalses, resulta ser una medida que además de contribuir a la adaptación del sector eléctrico al Cambio Climático y de generar beneficios sociales, es también una medida que genera beneficios financieros a los agentes del sector. Por lo anterior, dichos agentes deben tener presente que las inversiones adicionales que autónomamente decidan hacer para detener el flujo de sedimentos hacia sus embalses les generarán beneficios financieros. Probablemente estos beneficios serán mayores en la medida en la que los problemas de erosión en la cuenca aumenten.

Control de la Erosión en Zonas Mineras

Con el fin de controlar los problemas ambientales causados por la minería ilegal del oro, incluidas las descargas de sedimentos, el Gobierno Nacional adoptó en el 2014 la Política Nacional para la Formalización de la Minería en Colombia. Esta política, que cuenta con un detallado Plan de Acción, tiene como premisa que la legalización y formalización de las Unidades Mineras Ilegales es el camino para el mejoramiento de su desempeño social y ambiental. Se presume que en la medida en que esas minas transiten hacia la legalidad y la formalidad, tendrán mayor acceso a tecnologías limpias, crédito, asistencia técnica etc.; mejorarán su desempeño ambiental y regularizarán sus relaciones con las autoridades ambientales. La experiencia reciente en el bajo Cauca y el Nordeste de Antioquia indican que, efectivamente, la legalización y la formalización de minería ilegal conducen al mejoramiento de su desempeño ambiental.

Entre las principales normas que dan sustento jurídico a la Política Nacional para la Formalización de la Minería están el Código de Minas (Ley 685 de 2001), el Decreto 933 de 2013 y la llamada “Ley del Mercurio (Ley 1658 de 2013).

El Código de Minas del 2001 creó la figura de la Reserva Minera Especial que permite el otorgamiento de derechos formales de aprovechamiento minero a comunidades mineras tradicionales. Además, abrió una puerta para la legalización mediante la suscripción de contratos de asociación y operación entre las empresas tenedoras formales de los títulos mineros y los mineros que informal/ilegalmente ocupan las áreas tituladas. Mediante esos contratos, las minas que se legalizan adquieren la responsabilidad de desarrollar sus actividades bajo los estándares ambientales exigidos por la legislación colombiana.

Mediante el Decreto 933 de 2013, el Ministerio de Minas y Energía definió el trámite para la formalización de los mineros tradicionales. Entre las opciones de legalización, incluyó la devolución de áreas por parte de los titulares mineros para ser incorporadas como Áreas de Reserva Minera Especial de las comunidades mineras tradicionales.

Finalmente la “Ley del Mercurio”, además de dar un plazo de 5 años para la eliminación del uso del Mercurio en la minería, creó una serie de incentivos para la legalización y formalización de la minería tradicional del oro. Entre ellos están el otorgamiento de créditos blandos y programas para facilitar el financiamiento para pequeños mineros. Además, mediante esta Ley se creó el “Sub-Contrato de Formalización” como una opción adicional para la legalización de las unidades mineras tradicionales que ilegalmente explotan recursos mineros dentro de un título minero ajeno. El Sub-Contrato de Formalización fue reglamentado mediante Decreto 480 de 2014.



Es evidente que el gobierno ha adoptado una serie de políticas y regulaciones dirigidas a controlar los problemas –incluidos los ambientales– causados por la minería ilegal. Sin embargo, por lo pronto, los avances han sido modestos. Esto se relaciona con dificultades de coordinación entre las autoridades mineras nacionales y las entidades territoriales, la asignación de insuficientes recursos económicos para la legalización, la falta de información entre los mineros sobre las opciones de legalización y sobre sus procesos, la limitada capacidad institucional para tramitar las solicitudes de legalización, y la falta de información en las regionales mineras sobre el estado de los títulos y derechos de explotación, entre otras¹⁵.

Control de la Erosión en Zonas Agrícolas

Como se indicó antes, el problema de la erosión de los suelos agrícolas en Colombia es un problema huérfano –sin doliente–. La única intención de política nacional para el control de la erosión de los suelos agrícolas ha sido formulada –no adoptada– por el MADS bajo el título de “Política Nacional para la Gestión Integral Ambiental del Suelo”. CORPOICA, por su parte, ha publicado algunos artículos y folletos en los cuales se proponen mediciones de la erosión y medidas para su control. El control de la erosión de los suelos agrícolas no forma parte integral de las estrategias y de las actividades de transferencia tecnología agrícola hoy a cargo de las EPSAGRO¹⁶ que son las entidades –públicas, privadas, mixtas, comunitarias o solidarias– que prestan el servicio de asistencia técnica directa rural.

En ausencia de políticas y estrategias explícitas de gobierno, el impacto de los problemas de erosión de los suelos agrícolas sobre la vida útil de los embalses y sobre su vulnerabilidad al Cambio Climático, tendería a permanecer y a avanzar.

El Sistema Nacional de Asistencia Técnica Agropecuaria que comenzó a operar en 2011, podría contribuir a controlar la erosión de los suelos agrícolas; y CORPOICA podría brindar asesoría a los municipios en la formulación de sus Planes Municipales de Asistencia Técnica de manera que estos incluyan consideraciones relativas a la conservación de los suelos en los procesos de transferencia de tecnología.

Esas estrategias y actividades dirigidas al control de la erosión agrícola deben focalizarse en aquellas zonas medias y altas de las cuencas abastecedoras de las hidroeléctricas en las que se desarrollan cultivos limpios de ciclo corto (papa, arveja, hortalizas, tabaco, maíz) y ganadería extensiva en laderas de alta pendiente.

Ahora bien, si bien es cierto que al sector eléctrico ni a sus empresas les correspondería legalmente poner en marcha y financiar actividades dirigidas a controlar la erosión agrícola en las cuencas de su interés, lo cierto es que esas actividades les generarían beneficios directos (financieros) tanto por sus efectos sobre la disminución de la vulnerabilidad al Cambio Climático como por la prolongación de la vida útil de los embalses. En consecuencia, es del interés del sector promover entre las entidades competentes del Ministerio de los ministerios de Agricultura y Medio Ambiente, y en los niveles regional y local, el diseño y el desarrollo de estrategias dirigidas al control de la erosión agrícola. Las empresas y

¹⁵ Política Nacional para la Formalización de la Minería en Colombia. Ministerio de Minas y Energía 2014.

¹⁶ Las Entidades Prestadoras del Servicio de Asistencia Técnica Directa Rural – EPSAGROS



el sector en general, deben buscar qué parte de las transferencias que les hacen a las autoridades ambientales regionales se destinen a este fin.

Las empresas deben tener presente que las inversiones que de manera directa y voluntaria decidan hacer para controlar la erosión en las cuencas de su interés, generarían retornos financieros positivos.

7.1.5 Uso eficiente del agua en usos no-hidroeléctricos

El proceso de generación de hidroenergía utiliza el agua pero no la consume, su uso es “no-consuntivo”. Sin embargo, los proyectos de generación al retener y acumular el flujo de agua, alteran la dinámica natural de la hidrología regional y rivalizan con otros usos como el agrícola y el doméstico. El sector eléctrico, como uno de los varios usuarios del agua, debe entonces competir por ella cuando, en condiciones de escasez, las demandas superan la oferta natural.

Los principales usuarios que rivalizan por el consumo de agua en Colombia, principalmente en la cuenca Magdalena–Cauca, donde se concentra la mayor parte de la generación hidroeléctrica y de la actividad económica del país; son el agrícola, el doméstico y el industrial. El sector agrícola es el mayor consumidor de agua (52.2%) y el que se asocia con las mayores descargas de sedimentos hacia las corrientes y eventualmente hacia los embalses (erosión agrícola). Le siguen, en su orden, los sectores energético (18.9%) doméstico (8.1%), pecuario (5.5%), industrial (5.2%) y de servicios (1.8%)¹⁷.

Como en casos anteriores de medidas ambientales de adaptación, el Gobierno Nacional ha puesto en marcha políticas e instrumentos que buscan mejorar la eficiencia en uso del recurso hídrico. Es así como la Política Nacional para la Gestión Integral del Recurso Hídrico tiene como objetivo “...*garantizar la sostenibilidad del recurso hídrico, mediante una gestión y un uso eficiente y eficaz, articulados al ordenamiento y uso del territorio y a la conservación de los ecosistemas que regulan la oferta hídrica, considerando el agua como factor de desarrollo económico y de bienestar social, e implementando procesos de participación equitativa e incluyente*”. Adicionalmente, en desarrollo de las políticas relativas al ordenamiento de cuencas hidrográficas el gobierno se encuentra actualmente en proceso de definición de los lineamientos para la formulación de los planes de ordenamiento de las cuencas (POMCAS). Dichos lineamientos incluyen medidas orientadas a aumentar la eficiencia en el consumo de agua.

Adicionalmente, el Caudal Ambiental puede ser también considerado como una medida de política ambiental dirigida a mejorar la eficiencia en uso del agua por parte de los distintos sectores de la economía¹⁸. Además de Caudal Ambiental, es previsible que las autoridades ambientales acometan en el corto plazo, desarrollos relacionados con las tasas por utilización del agua.

Claramente, la implantación de las políticas y estrategias ya diseñadas contribuirían a aumentar el ahorro y la eficiencia en el uso del agua por parte de los distintos sectores, principalmente el de los consumos consuntivos de los sectores agrícola y doméstico. Contribuirían también a aliviar las situaciones de escasez y los conflictos por el uso del agua que periódicamente se presentan.

¹⁷ Cálculos OPTIM con base en información de IDEAM 2010.

¹⁸ Actualmente, el Caudal Ambiental está regulado por la resolución 865 del año 2004, adoptada por el Ministerio de Ambiente Vivienda y Desarrollo Territorial



Adicionalmente, sería necesario el desarrollo de programas de control de pérdidas técnicas en los sistemas de distribución de agua y el desarrollo de programas de uso eficiente y ahorro de agua.

Ahora bien, como en el caso de las medidas ambientales de adaptación antes analizadas, al sector eléctrico ni a sus empresas les correspondería legalmente ponerlas en marcha. Sin embargo, lo cierto es que la implementación de esas medidas les generaría beneficios directos (financieros) tanto por sus efectos sobre la disminución de la vulnerabilidad al Cambio Climático, como por la mayor disponibilidad de agua para la generación. En consecuencia, es del interés del sector promover entre las autoridades ambientales competentes, la implementación de las distintas políticas y regulaciones dirigidas al ahorro y al aumento en la eficiencia en el uso del agua. Las empresas y el sector en general deben buscar que parte de las transferencias que les hacen a las autoridades ambientales regionales se destinen a este fin.

Las empresas deben tener presente que las inversiones que de manera directa y voluntaria contribuyan al ahorro y al aumento en la eficiencia del uso el agua por parte de los distintos sectores de la economía, les generarían retornos financieros positivos.

7.2 Optimización en la generación y transmisión

El grupo de medidas dirigidas a la optimización en la generación y en la transmisión busca, en esencia, maximizar la oferta de energía eléctrica. Este grupo incluye las siguientes medidas:

1. Optimización de la operación de los embalses
2. Aumento de la eficiencia de la generación con fuentes convencionales
3. Expansión de la capacidad instalada con fuentes convencionales
4. Promoción de la generación distribuida
5. Aumento en la eficiencia en la transmisión

La evaluación económica estas medidas arrojó, en la mayoría de los casos, resultados económicos desfavorables tanto para la sociedad en general como para el sector eléctrico en particular. Las siguientes medidas, además de los beneficios esperados en términos de adaptación al Cambio Climático, generan beneficios económicos netos tanto para la sociedad como para el sector eléctrico:

1. Optimización de la operación de los embalses
2. Expansión de la capacidad instalada con gas

La implementación de estas medidas depende fundamentalmente de políticas y regulaciones a cargo de las autoridades del sector energético (Ministerio de Minas y Energía, CREG, UPME), y de su efecto sobre las decisiones de inversión y de gestión de los agentes regulados. Ahora bien, dado que estas medidas, además de contribuir a la adaptación al Cambio Climático, generan beneficios económicos al sector, es de todo interés del sector promoverlas. A continuación se describen las estrategias que el sector eléctrico tiene en marcha o podría adjudicar para su implementación.



La siguiente tabla presenta las medidas de adaptación del sector eléctrico al Cambio Climático asociadas con la optimización en la generación y en la transmisión. La tabla presenta los costos y plazos necesarios para su implementación y las fuentes de financiación.

TABLA 36 INFORMACIÓN ECONÓMICA DE LAS MEDIDAS DE ADAPTACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO AL CAMBIO CLIMÁTICO RELACIONADAS CON LA OPTIMIZACIÓN EN LA GENERACIÓN Y EN LA TRANSMISIÓN.

Medida	Costo de Implementación	B/C Social	B/C Sector Energético	Plazo de Implementación	Fuente(s) de Financiación
Aumento en la eficiencia de la generación eléctrica con fuentes convencionales	\$14.242.236.057.992	0,09	0,05	Largo Plazo	Nación MME Privado
Optimización en la operación de embalses para disminuir la vulnerabilidad	\$3.290.935.237.320	1,35	1,15	Mediano Plazo	Acolgén UPME
Expansión de la capacidad instalada del sistema con plantas térmicas a carbón	\$2.934.451.091.712	1,06	0,86	Largo Plazo	Nación MME MEM Privado
Expansión de la capacidad instalada del sistema con plantas térmicas a gas	\$1.997.858.079.739	1,76	1,36	Mediano Plazo	Nación MME MEM Privado
Expansión de la capacidad instalada del sistema con plantas hidroeléctricas	\$2.703.849.679.170	1,04	0,81	Largo Plazo	Nación MME MEM Privado
Promoción de la generación distribuida	\$ 3.561.535.379	0,59	0,51	Corto Plazo	Nación MME

Medida	Costo de Implementación	B/C Social	B/C Sector Energético	Plazo de Implementación	Fuente(s) de Financiación
					Privado
Aumento en la eficiencia de la transmisión eléctrica	\$90.509.837.246	0,62	0,32	Largo Plazo	Nación MME Privado

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

7.2.1 Optimización de la operación de los embalses

En Colombia algunas cuencas están compartidas por más de un generador. En estos casos los generadores comparten los mismos recursos hídricos. Cada uno de ellos, teniendo en cuenta entre otros factores, las condiciones climáticas prevalentes y esperadas, el nivel de sus embalses y las restricciones regulatorias a las que están sujetos; diseñan sus estrategias de generación con el fin último de optimizar sus utilidades. Ese comportamiento estratégico, si bien ha servido para mejorar la confiabilidad del sistema, no siempre conduce a la utilización óptima de los recursos hídricos de la cuenca compartida. Por lo cual en estos casos resultaría necesaria la intervención del agente regulador para asegurar que mediante la óptima utilización de los recursos de las cuencas compartidas se pueda generar la máxima cantidad posible de electricidad y, de esa manera, se disminuya la vulnerabilidad del sector al Cambio Climático.

7.2.2 Aumento de la eficiencia de la generación con fuentes convencionales

En el caso de la generación tanto hidráulica como la térmica, los generadores encuentran en el mercado incentivos económicos para aumentar en mejor medida, en cuanto a lo tecnológica y financieramente se puede, la eficiencia en la generación. En el caso de la energía térmica, el precio del gas, del carbón y sus costos de transporte, son incentivos poderosos para acometer los cambios tecnológicos, o de cualquier otro tipo, dirigidos a generar –y a vender– la máxima cantidad posible de electricidad por cada unidad energética adquirida y consumida. El caso de la generación hidráulica, el costo de utilizar el agua (tasas) y los costos de escasez también incentivarían la mayor eficiencia en el uso del agua.

Las posibilidades que tiene el Gobierno para incentivar mejoras en la eficiencia de la generación térmica mediante el aumento en los precios de los combustibles serían limitadas; y su conveniencia económica sería, en todo caso, cuestionable.

En el caso del agua es diferente, dado que la legislación vigente no permite variaciones inter-temporales en el valor de las tasas del agua. Esto podría llevar a cobros injustificablemente altos, en épocas de abundancia de agua; así como a cobros muy bajos (que no incentivan al ahorro y la eficiencia) durante periodos secos.



De otra parte, en el caso de la generación de energía hidráulica el Gobierno se encuentra actualmente en el proceso de definición y consulta del “*Caudal Ecológico*”. Este caudal, que corresponde al flujo de agua mínima necesaria para conservar los servicios ambientales del cauce; entre ellos la conservación de los hábitats naturales, la capacidad de dilución y digestión de agentes contaminantes, el amortiguamiento de los efectos de eventos climatológicos e hidrológicos extremos y la preservación del paisaje. La definición de una normatividad eficiente sobre el Caudal Ecológico, podría generar incentivos adicionales conducentes a mayores eficiencias en la generación.

El aumento en la eficiencia de generación de las plantas hidráulicas y térmicas (gas y carbón) se vuelve un asunto de crucial importancia, en vista de las inminentes regulaciones ambientales en torno al Caudal Ecológico. Bajo su más sencilla definición, con frecuencia se ha aceptado internacionalmente que el Caudal Mínimo Ecológico corresponde al 10% del Caudal Medio Histórico. Es previsible que, en cualquiera de las normativas que finalmente se adopten en Colombia sobre el “Caudal Ecológico”, la disponibilidad de agua para la generación hidráulica probablemente se verá más restringida en el futuro que en la actualidad. Estas normas probablemente serán de mayor importancia para las plantas nuevas que para las ya instaladas, por cuanto en el caso de las plantas nuevas, las licencias ambientales y las concesiones de agua serán otorgadas teniendo en cuenta las restricciones que el Caudal Ecológico impone. Las regulaciones sobre el Caudal Ecológico han sido adoptadas en España, Chile, Perú, Estados Unidos, Inglaterra, Canadá, etc. utilizando diversas metodologías.

De acuerdo con la regulación y los incentivos de mercado vigentes, las empresas generadoras –térmicas e hidráulicas– tendrían los incentivos necesarios para optimizar la cantidad de energía generada con los recursos energéticos que disponen. Sin embargo, en aquellos casos en los que un mismo caudal es aprovechado por más de un generador, es posible, como se indicó anteriormente, que la implementación de distintas estrategias de optimización del uso del caudal disponible no conduzca a la máxima generación posible en la cuenca. En estos casos, podría ser necesaria una regulación que generara los incentivos necesarios, para que mediante la coordinación entre los generadores se logre maximizar la cantidad de energía generada en una misma cuenca.

7.2.3 Expansión de la capacidad instalada con fuentes convencionales

La generación térmica a carbón y a gas, ha contribuido de manera significativa y esencial en el mejoramiento de la firmeza del sistema; así como para disminuir su vulnerabilidad en épocas de estiaje. En tanto que la disponibilidad de Carbón en Colombia hace que este sea un recurso imprescindible para el crecimiento de la capacidad instalada de generación; se tiene que la disponibilidad de gas para generación eléctrica parece menos segura en el largo plazo. Ahora, si bien es cierto que la energía hidráulica ha jugado y juega un papel importante, su capacidad de expansión no es ilimitada. La creciente demanda por parte de otros sectores de la economía (agrícola, urbano, industrial principalmente), las regulaciones ambientales (*Caudal Ecológico*), la variabilidad climática y la creciente frecuencia de eventos de sequía en la cuenca Magdalena – Cauca, obligan a ser prudentes sobre las expectativas de expansión de este subsector.

El Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2014-2028, es la estrategia oficial de corto y mediano plazo que anualmente publica la UPME para la expansión del sector eléctrico. Este plan prevé

el aumento de la capacidad instalada de generación con fuentes renovables¹⁹ y con fuentes convencionales²⁰. La expansión de la capacidad instalada de generación de todas esas fuentes contribuirá a mejorar la adaptación y a disminuir la vulnerabilidad del sector eléctrico al Cambio Climático. Esto en la medida en que la canasta energética diversificada y de mayor capacidad, será menos vulnerable ante eventos climáticos extremos; por demás, de creciente frecuencia.

De acuerdo con lo previsto en este Plan de Expansión de Referencia, en el periodo comprendido entre los años 2014 y 2019, se puede cumplir con los criterios de confiabilidad energética establecidos por la regulación, es decir, no se vislumbran para este período, requerimientos adicionales de la capacidad de generación. Sin embargo, para el periodo 2019 – 2028, se prevé la necesidad de tener un crecimiento de la capacidad instalada. En ese orden de ideas, será necesario contar con la segunda etapa de la hidroeléctrica de Ituango (1.200 MW) y con varias plantas menores.

En todo caso, vale la pena destacar que los análisis de las proyecciones de demanda y oferta de energía contenidos en el Plan de Expansión de Referencia indican que a partir del año 2022 podría presentarse, bajo un escenario de alta demanda, un déficit de energía. Esto sumado a la creciente frecuencia de eventos climáticos extremos, los vacíos de información sobre el potencial hidroenergético nacional, las dificultades para desarrollar grandes proyectos hidroenergéticos e incertidumbre sobre la disponibilidad de gas para la generación; indica la urgencia, por una parte, de generar los incentivos económicos adicionales necesarios para acelerar la entrada al sistema de proyectos de generación con fuentes renovables de energía; y por otra parte, para aumentar el conocimiento sobre el potencial real de generación hidráulica, teniendo presentes las demandas y necesidades de otros sectores.

Para hacer la evaluación económica de la expansión de la capacidad de generación con fuentes convencionales como medida de adaptación, se tomó como línea base la senda de crecimiento de la demanda de energía en Colombia. La evaluación económica hecha a la expansión de la capacidad de generación con fuentes convencionales (hidro, carbón y gas), indica que, en todos los casos esta medida de adaptación resulta ser económicamente defendible desde el punto de vista social. De manera similar la expansión térmica (gas y carbón) resulta ser una medida financieramente favorable para el sector energético. Este no es el caso de la generación hidráulica cuya evaluación financiera, en general, no parecería ser favorable.

7.2.4 Promoción de la generación distribuida

La Ley 1715 de 2014 define la Generación Distribuida (GD) como “... la producción de energía eléctrica, cerca de los centros de consumo, conectada a un Sistema de Distribución Local (SDL).” Esta opción se abrió camino gracias al desarrollo de nuevas tecnologías que permiten que la energía que se genere a través de distintas fuentes renovables de manera descentralizada, incluso, que a potencias muy bajas, pueda ser transferida a una red local, y luego re-distribuida hacia otros usuarios. La Generación Distribuida tiene varias ventajas para la sociedad y para los usuarios del Sistema que se derivan de la menor distancia entre la generación y el consumo: se reducen las pérdidas, se evita la necesidad de

¹⁹ Entre 2018 y 2027, 540 MW entre eólica, geotermia y cogeneración; o 300 eólicos en la Guajira.

²⁰ Entre 2018 y 2027 hasta 3.100 MW.



nuevas líneas, se mejora la confiabilidad del sistema y se descongestionan las líneas de transporte. Además, la GD permite una mayor activa participación de los consumidores en el mercado; y, así mismo a abrir la puerta para que nuevas fuentes renovables aporten de manera descentralizada energía a la red.

La Ley 1715 del 13 de Mayo 2014 trazó la ruta para el efectivo desarrollo de la GD. Dicha Ley ordena a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) a “*Establecer los procedimientos para la conexión, operación, respaldo y comercialización de energía de la autogeneración distribuida.*” Indica además, en su artículo 8, que El Gobierno Nacional promoverá la Generación Distribuida por medio de una regulación que cree los mecanismos que permitan a los auto-generadores a pequeña escala, incluso a los usuarios residenciales, utilizar FNCE para la entrega de excedentes a la red. Con este propósito se les reconocerán, mediante un esquema de medición bidireccional, créditos de energía²¹ y un régimen tarifario que tenga en cuenta el criterio de suficiencia financiera.

La GD contribuye a disminuir la vulnerabilidad del sector energético al Cambio Climático por cuanto puede aumentar la capacidad total de generación del sistema. La Ley 1715 del 13 de Mayo 2014 ordena al Ministerio de Minas “*Expedir dentro de los doce (12) meses siguientes a la entrada en vigencia de esta ley los lineamientos de política energética en materia de... la conexión y operación de la **generación distribuida**,....*” En este orden de ideas, el Gobierno ha indicado al sector la ruta a seguir para hacer efectiva la GD como una acción, que además de sus varios beneficios sociales, contribuirá a robustecer el SIN y a hacerlo menos vulnerable frente a los efectos del Cambio Climático global. Para que esta nueva regulación efectivamente contribuya al desarrollo de la GD y a la adaptación al Cambio Climático, deberá crear las condiciones necesarias para que numerosos pequeños generadores descentralizados, encuentren incentivos suficientes para invertir y desarrollar un negocio competitivo.

A pesar de las virtudes de estos sistemas, la evaluación económica hecha a la Generación Distribuida (GD), indica que sus costos son superiores a los beneficios. Por lo tanto, la GD como medida de adaptación, no resulta recomendable ni prioritaria por el momento para el sector generador de energía.

7.2.5 Aumento en la eficiencia de la transmisión

El mejoramiento en la eficiencia en la transmisión requiere del desarrollo de las acciones dirigidas a la actualización de los Planes de Reducción de Pérdidas, el ajuste de los límites de pérdidas aceptables, el desarrollo de Redes Inteligentes (*Smart Grid*) y la gestión de congestión.

Estas acciones dirigidas al aumento en la eficiencia en la transmisión, al aumentar la robustez (redundancia, calidad, confiabilidad, ubicación, altos niveles de tensión) de los sistemas de transmisión y distribución, contribuirían a reducir su vulnerabilidad ante eventos climáticos extremos. A continuación se describen las acciones necesarias para la implementación de estas acciones.

Planes de Reducción de Pérdidas y ajuste de límites de pérdidas aceptables: Las pérdidas en el Sistema de Transmisión en Colombia –STN– son del 1.9%. Los planes de reducción podrían actualizarse para buscar mayores eficiencias en la transmisión, con medidas tales como el aumento en los niveles de voltaje y el mejoramiento en las eficiencias en la distribución. El diseño y adopción de los planes de

²¹ los créditos de energía podrán negociarse con terceros naturales o jurídicos, según las normas que la CREG defina para tal fin.



reducción de pérdidas está a cargo de la GREG. Una vez adoptados estos planes, las empresas de transmisión y distribución deberán ajustarse al reglamento.

Adicionalmente, para definir los límites de pérdidas aceptables se debe llevar a cabo una evaluación de los límites que, bajo las tecnologías disponibles y dentro de los costos aceptables, podrían alcanzarse. Una vez estos límites sean definidos, la CREG deberá emitir las regulaciones que sean pertinentes al caso. Sin embargo, de acuerdo a nuestros resultados esta medida no resulta ser costo-beneficiosa, por lo que no es recomendable ni prioritaria en el corto plazo.

Desarrollo de Redes Inteligentes (Smart Grid) El desarrollo de Redes Inteligentes (*Smart Grids*) permitiría un mayor flujo bidireccional de datos, en periodos cortos, entre la oferta (generadores, transmisores, distribuidores) y la demanda (usuarios finales) de energía. Esto permitirá una utilización más eficiente de los recursos energéticos disponibles. Las Redes inteligentes requieren de la instalación de medidores inteligentes (*Smart Metering*) y de la automatización de los procesos. Su implementación podría estar siendo limitada actualmente, por los costos asociados a la adquisición e instalación de los equipos necesarios. De acuerdo a nuestros resultados esta medida no resulta ser costo-beneficiosa, por lo que no es recomendable ni prioritaria en el corto plazo.

7.3 Fuentes no convencionales de energía

La generación y cogeneración con Fuentes No Convencionales de Energía (solar, eólica, biomasa y geotérmica) es una medida de adaptación, en cuanto se contribuye a la diversificación de la composición de la canasta de energía primaria, se aumenta la seguridad de abastecimiento durante periodos climáticos extremos. Además, son medidas de mitigación que conducen a la disminución de la huella de carbono por cada KWh generado.

La siguiente tabla presenta las medidas de adaptación del sector eléctrico al Cambio Climático asociadas con el desarrollo de las fuentes no convencionales de energía. La tabla presenta los costos y plazos necesarios para su implementación y las fuentes de financiación.

TABLA 37 INFORMACIÓN ECONÓMICA DE LAS MEDIDAS DE ADAPTACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO AL CAMBIO CLIMÁTICO RELACIONADAS CON FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA

Medida	Costo de Implementación	B/C Social	B/C Sector Energético	Plazo de Implementación	Fuente(s) de Financiación
Generación y cogeneración con energía solar	\$753.220.476.692	0,50	0,52	Largo Plazo	Nación MME Colciencias
Generación y cogeneración con energía eólica	\$196.041.080.506	1,23	1,37	Corto Plazo	Nación MME Colciencias Privado
Generación y cogeneración con energía geotérmica	\$ 371.040.854.726	0,83	0,85	Largo Plazo	Nación MME

Medida	Costo de Implementación	B/C Social	B/C Sector Energético	Plazo de Implementación	Fuente(s) de Financiación
					Colciencias
Generación y cogeneración con biomasa	\$428.393.124.998	0,70	0,74	Mediano Plazo	Nación MME CAR's Colciencias

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

La evaluación económica de estas medidas muestra que el desarrollo de la energía solar, geotérmica y con biomasa, a los precios actuales en Colombia, no resulta ser una medida defendible desde el punto de vista económico para la sociedad, ni desde el punto de vista financiero para las empresas de generadoras. Este sin embargo, no es el caso de la energía eólica cuya evaluación económica indica que esa medida de adaptación es económicamente defendible, tanto desde el punto de vista social como desde el punto de vista privado.

La pertinencia de las Fuentes No Convencionales de Energía como medida de adaptación –y mitigación– y como inversión social y privada parecería principalmente defendible en Zonas No Interconectadas donde no se cuenta con el servicio, o donde los costos actuales de generación (con Diésel principalmente) son altos y la calidad del servicio deficiente.

Vale la pena argumentar, adicionalmente, en favor de la energía eólica que su oferta tiene un comportamiento complementario al del recurso hidráulico: es abundante en épocas secas, y su oferta tiende a ser alta en zonas de demanda considerable.

Es de esperarse que en la medida en que los costos de generación con estas fuentes –principalmente la eólica y la solar– continúen declinando, su viabilidad económica y financiera tenderá a mejorar.

Ahora bien, el Gobierno Nacional ya cuenta con un Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y demás formas de Energía no Convencional, PROURE, 2010-2015²². Este Plan busca principalmente promover el aprovechamiento eficiente y sostenible de las distintas fuentes de energía, incluidas las FNCE. Adicionalmente, el Plan Nacional de Fuentes no Convencionales de Energía (FNCE) de la UPME de manera explícita incluyó entre sus propósitos facilitar la entrada de FNCE al SIN para diversificar las fuentes de generación y reducir la vulnerabilidad ante el Cambio Climático. El PROURE previó que para el año 2015 las FNCE tendrían un participación del 3.5%²³ y del 20%²⁴ en el SIN y en las ZNI, respectivamente; y que para el año 2020, esa participación sería del 6.5% y del 30% respectivamente. Complementariamente, el Gobierno expidió el Decreto reglamentario 3683 de 2003 que creó la Comisión Intersectorial para el Uso Racional y Eficiente de la Energía y Fuentes No Convencionales de Energía, CIURE con la Secretaría Técnica en cabeza de la UPME. Este decreto ordenó al MME diseñar un programa acompañado de proyectos piloto para la promoción de fuentes renovables en las Zonas No Interconectadas (ZNI).

²²Resolución No. 180919 de junio de 2010

²³ Esto significaría pasar de 192 MW de Capacidad (2008) a 560 MW (2015) de Capacidad Instalada.

²⁴ Esto significaría pasar de 192 MW de Capacidad (2008) a 1.170 MW (2020) de Capacidad Instalada.

El Plan Energético Nacional 2006-2025, por su parte, también propone una mayor participación de las FNCE. Con este fin propone la creación de incentivos económicos y subsidios directos. Entre ellos, la creación de un Cargo por Confiabilidad apropiado y la creación de una metodología para determinar la energía en firme para estas fuentes (principalmente de la eólica y la solar); la creación para el sector industrial de “...un mecanismo voluntario de cuota de compra de energías renovables.”; e integrar “...mediante Fuentes No Convencionales de Energía y otras, la oferta integrada de energía en ZNI bajo el concepto de energía distribuida”. Todo lo anterior, para estimular el desarrollo de estas fuentes. Estos incentivos y subsidios podrían substituir gradualmente los que hoy se pagan para el mantenimiento y compra de combustibles fósiles en las ZNI.

En desarrollo de lo previsto en la Ley 697 de 2001, y en armonía con lo dispuesto por el PEN 2006-2025 y el PROURE, el Congreso de la República aprobó la Ley 788 de 2002 (Estatuto Tributario) que permite la exención de rentas durante 15 años por venta de energía eléctrica obtenida a partir de biomasa, viento y residuos agrícolas. También se exime del IVA la importación de maquinaria y equipos destinados al desarrollo de proyectos o actividades que generen certificados de reducción de emisiones de gases con efecto de invernadero.

De manera complementaria, la resolución 186 de 2012 expedida por el MADS y el MME, otorga beneficios tributarios (exclusión de IVA y deducción de renta líquida) por la adquisición de equipos y maquinarias destinadas al desarrollo de planes y programas de ahorro y eficiencia energética y de instalación de FNCE.

El entorno regulatorio y de política antes descrito, generó incentivos para que el sector privado identificara e inscribiera algunos proyectos. Este es el caso del proyecto eólico de IRRIPA, en el departamento de la Guajira, que se inscribió en el año 2012 y que es el más grande inscrito hasta la fecha (100 MW). En el 2012 también se registró la planta de energía solar Awarala (19.5 MW) en el municipio de Tulujiejo, departamento de Sucre²⁵. Adicionalmente, el Banco Interamericano de Desarrollo –BID– y la UPME están evaluando la viabilidad técnica y económica de incorporar al Sistema Interconectado Nacional –SIN– un parque eólico (400 MW)²⁶.

Adicionalmente, el Plan de Expansión consideró la implementación de los siguientes proyectos de FNCE:

- Tres proyectos de generación eólica en el norte del país de 100 MW cada uno y que entrarían en los años 2020, 2021 y 2023. Uno de ellos se ha registrado ante la UPME²⁷.
- Dos proyectos de generación Geotérmica de 50 MW cada uno. El primero de ellos, con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo –BID²⁸–, se ubicaría en el área del Nevado del Ruiz; el cual ya cuenta con estudios de pre-factibilidad²⁹. El segundo, en el Departamento de Nariño, es

²⁵ Awarala. (2013). *Descripción General de Awarala Central Eléctrica*. Tomado de la página web www.awarala.com.

²⁶ Unidad de Planeación Minero Energética-UPME. (2013). *Plan de Expansión de referencia- Generación y Transmisión- 2013-2027*. Colombia.

²⁷ JemeiwaaKa’iSas) ubicado en el departamento de la Guajira

²⁸ Banco Interamericano de Desarrollo. (2011). *Colombia Avanza en la explotación de la energía de la tierra*. Colombia.

²⁹ ISAGEN. (2012). *Proyecto Geotérmico Macizo Volcánico del Ruiz*. Colombia



el Proyecto Geotérmico Binacional Tufiño-Chiles –Cerro Negro³⁰–; y es promovido por ISAGEN y CELEC EP que adelantan los estudios de pre-factibilidad³¹.

- Se prevé que las plantas de cogeneración con biomasa tendrán un potencial de venta de excedentes al SIN de 140 MW a partir del 2015. Esta electricidad provendría, principalmente de los ingenios azucareros en el Valle del Cauca y de una planta de etanol en el departamento del Meta³².

De desarrollarse efectivamente los planes entre el 2015 y el 2027, la capacidad de generación de energía por fuentes no convencionales, aumentaría en 540 MW³³.

Es pues evidente que el Gobierno cuenta, de tiempo atrás, con estrategias, regulaciones, políticas dirigidas a incentivar el crecimiento de la generación con fuentes no convencionales de energía. Incluso a pesar de que se cuenta con proyectos identificados y registrados; es también evidente que el crecimiento en la participación de estas fuentes ha sido lento; y que los incentivos económicos propuestos no han sido los suficientes.

Con el fin de darle un mayor impulso y fuerza de Ley a las varias políticas y planes antes descritos, el Congreso de la República aprobó la Ley 1715 del 2014. Con esta ley se buscó crear, efectivamente, las condiciones necesarias para asegurar la viabilidad financiera de varios de los proyectos identificados y registrados; así como promover proyectos nuevos en materia de FNCE y de eficiencia energética.

La mencionada Ley tiene por objeto “...promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico, su participación en las Zonas No Interconectadas y en otros usos energéticos como medio necesario para el desarrollo económico sostenible, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la seguridad del abastecimiento energético. Con los mismos propósitos se busca promover la gestión eficiente de la energía, que comprende tanto la eficiencia energética como la respuesta de la demanda.”.

Dado el papel que las FNCE podrían jugar en Zonas No Interconectadas (ZNI), en las que actualmente se genera electricidad con Diésel, la Ley 1715 del 2014 (artículo 9) ordena el desarrollo de un programa destinado a sustituir progresivamente ese combustible fósil por fuentes renovables de energía. Para alcanzar ese propósito se solicita al Gobierno Nacional la creación de un esquema de incentivos económicos a los prestadores del servicio de energía eléctrica en ZNI.

Con el fin de promover el desarrollo y la utilización de las Fuentes No Convencionales de Energía, esta Ley asignó una serie de responsabilidades concretas a distintas instituciones del estado. Es así como ordena al Ministerio de Minas y Energía, entre otras, las siguientes tareas:

³⁰ ISAGEN. (2013). *Proyecto Geotérmico Binacional Tufiño-Chiles Cerro Negro*. Colombia.

³¹ *Ibíd.*

³² Bioenergy

³³ Unidad de Planeación Minero Energética-UPME. (2013). *Plan de Expansión de referencia- Generación y Transmisión- 2013-2027*. Colombia.

- *“Expedir dentro de los doce (12) meses siguientes a la entrada en vigencia de esta ley los lineamientos de política energética en materia de generación con FNCE en las Zonas No Interconectadas, la entrega de excedentes de autogeneración a pequeña y gran escala en el Sistema. Interconectado Nacional, la conexión y operación de la generación distribuida, el funcionamiento del Fondo de Energías no Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía y demás medidas para el uso para el uso eficiente de la energía....”*
- *“Establecer los reglamentos técnicos que rigen la generación con las diferentes FNCE, la generación distribuida y la entrega de los excedentes de la autogeneración a pequeña escala en la red de distribución;”*
- *“Participar en la elaboración y aprobación de los planes de fomento a las FNCE y los planes de gestión eficiente de la energía.”*

De otra parte, la Ley 1715 de 2014 ordena a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (GREG), entre otras, el desarrollo de las siguientes tareas:

- *“Establecer los procedimientos para la conexión, operación, respaldo y comercialización de energía de la autogeneración distribuida....”*
- *“Establecer los mecanismos regulatorios para incentivar la respuesta de la demanda y la mejora de la eficiencia energética en el Sistema Interconectado Nacional ...”*

A la Unidad de Planeación Minero Energética la Ley 1715 de 2014 le asigna las siguientes tareas:

- *“Definir y mantener actualizado el listado y descripción de las fuentes de generación que consideran Energías No Convencionales”*
- *“Definir el límite máximo de potencia de la Autogeneración a Pequeña Escala.”*

Y, finalmente, al Ministerio de Hacienda y Crédito Público le asigna las siguientes tareas:

- *“Otorgar subvenciones y otras ayudas para el fomento de investigación y desarrollo de las FNCE y el uso eficiente de la energía a las universidades públicas y privadas, ONG y fundaciones sin ánimo de lucro que adelanten proyectos en este campo debidamente avalados por Colciencias, según lo establecido en la Ley 29 de 1990 y el Decreto número 393 de 1991;”*

Evidentemente, el Gobierno, al adoptar la Ley 1715 de 2014 reconoce que la significativa penetración de las FNCE en el mercado de electricidad, requiere de incentivos tributarios, arancelarios económicos y de



instrumentos adicionales. Es así como en el artículo 10, esta Ley crea el **Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (Fenoge)** como un instrumento para financiar y co-financiar, entre otras, la autogeneración a pequeña escala, el mejoramiento de la eficiencia energética, la promoción de buenas prácticas, la adquisición de equipos de uso final de energía, la adecuación de instalaciones internas y remodelaciones arquitectónicas en los estratos 1, 2 y 3. Además, esta Ley ordena dotar al PROURE con los recursos financieros necesarios para alcanzar los objetivos trazados por esta misma Ley.

Para incentivar el desarrollo de proyectos de eficiencia energética y de generación con fuentes no convencionales, la Ley mencionada (artículo 11) indica que sus desarrolladores “...tendrán derecho a reducir anualmente de su renta, por los 5 años siguientes al año gravable en que hayan realizado la inversión, el cincuenta por ciento (50%) del valor total de la inversión realizada.”; y exoneró del IVA (Artículo 12) a “...los equipos, elementos, maquinaria y servicios nacionales o importados que se destinen a la pre-inversión e inversión, para la producción y utilización de energía a partir de las fuentes no convencionales, así como para la medición y evaluación de los potenciales recursos...”. Complementariamente, dicha Ley ordena que los titulares de nuevos proyectos de generación con FNCE tendrán derecho a “...la exención del pago de los Derechos Arancelarios de Importación de maquinaria, equipos, materiales e insumos destinados exclusivamente para labores de pre-inversión y de inversión de proyectos con dichas fuentes.”; y crea como incentivo contable (artículo 14) un régimen de depreciación acelerada para “...las maquinarias, equipos y obras civiles necesarias para la pre-inversión, inversión y operación de la generación con FNCE...”

Ahora bien, la reglamentación de estos mandatos de Ley a cargo de la autoridades del sector energético (Ministerio de Minas y Energía, CREG, UPME) debe asegurar que estos incentivos efectivamente dirijan las decisiones de inversión de los generadores hacia las FNCE.

Además de generar condiciones de mercado que le permitan a las FNCE ser competitivas, es necesario también, disminuir los riesgos de los inversionistas. Con este fin, la Ley 1715 del 2014 ordena al Gobierno aumentar el conocimiento sobre el potencial, la oferta, la distribución geográfica etc., de las distintas FNCE. Además ordena a los Ministerios de Minas y Energía, Vivienda y Ambiente y Desarrollo a fomentar el aprovechamiento estas fuentes en proyectos urbanísticos, en edificaciones oficiales, y en los sectores industrial, residencial (estratos 1, 2 y 3) y comercial; y promover la autogeneración y la Generación Distribuida en edificaciones públicas y privadas y en Zonas No Interconectadas.

Como se indicó antes, la evaluación económica indica que las energías solar, geotérmica y de biomasa como medidas de adaptación no resultan ser defendibles desde el punto de vista económico ni para la sociedad, ni para los generadores. Esto indicaría la necesidad de permitir una diferenciación de precios que le conceda a los generadores participar rentablemente en el mercado con estas fuentes. De esta manera, además de los beneficios sociales esperados por el desarrollo de estas fuentes, estas medidas generarían también beneficios financieros al sector energético, con el subsecuente aumento de la participación de estas fuentes en la canasta energética. Este no parece ser el caso de la energía eólica cuyos beneficios sociales y financieros parecerían ser positivos a los precios y costos actuales.



7.4 Gestión de la Demanda

En esta sección se incluyen las medidas de eficiencia energética de los sectores residencial, industrial y terciario como medidas de adaptación del sector eléctrico al Cambio Climático. Las medidas de eficiencia energética se pueden clasificar en cuatro grupos: buenas prácticas, sustitución de equipos, cambios arquitectónicos y sustitución de fuentes de energía.

La siguiente tabla presenta las medidas de adaptación del sector eléctrico al Cambio Climático asociadas con la gestión de la demanda. La tabla presenta los costos y plazos necesarios para su implementación y las fuentes de financiación.

TABLA 38 INFORMACIÓN ECONÓMICA DE LAS MEDIDAS DE ADAPTACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO AL CAMBIO CLIMÁTICO RELACIONADAS LA GESTIÓN DE LA DEMANDA.

Medida	Tipo de medida	Costo de implementación	B/C Social	B/C Sector Energético	Plazo de implementación	Fuente(s) de Financiación
Aumento de la eficiencia energética en el sector residencial	Buenas prácticas	\$ 1.298.982.113	6,85	Infinito	Corto Plazo	Usuarios
	Sustitución de equipos	\$ 1.512.579.911.583	1,94	Infinito		Nación MME
Aumento de la eficiencia energética en el sector terciario	Buenas prácticas	\$ 195.654.930.303	1,003	Infinito	Corto Plazo	Nación MME
	Sustitución de equipos	\$ 6.956.510.909	1,78	Infinito		Privado
Aumento de la eficiencia energética en el sector industrial	Buenas prácticas	\$ 46.357.769.739	6,15	Infinito	Corto Plazo	Nación MME
	Sustitución de equipos	\$ 1.057.220.235	6,8	Infinito		Colciencias Privado

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

Las **buenas prácticas** se relacionan con decisiones de compra, instalación, operación y mantenimiento de equipos por parte de los usuarios de la energía. La **sustitución de equipos** alude al cambio de equipos de baja eficiencia energética por equipos de alta eficiencia. Estas medidas de eficiencia energética se evaluaron económicamente, de manera diferenciada, para los sectores industrial, residencial y terciario.

Como en el caso de otras medidas de adaptación, el gobierno ha adoptado, de tiempo atrás, iniciativas y políticas dirigidas a mejorar la eficiencia energética. Fue así como la Ley 697 de 2001, declaró el uso



racional y eficiente como un asunto de interés social. Adicionalmente, el Gobierno ha expedido normas como el decreto 3683 de 2006, que creó la Comisión Intersectorial para el Uso Racional y Eficiente de la Energía y las Fuentes de Energía No Convencionales (CIURE), y el decreto 2501 de 2007 que dicta disposiciones para promover prácticas que tengan como finalidad el uso racional y eficiente de la energía eléctrica. De otra parte, mediante la Resolución 18 0919 de 2010 se adoptó el Programa de Uso Racional de Energía y demás formas de Energía No Convencionales (PROURE) y se establecieron lineamientos estratégicos y programas para promover el ahorro del consumo de energía en los sectores residencial, industrial, comercial, público y de servicios y transporte. Actualmente la UPME diseña la segunda fase del Plan de Acción, PPROURE, para el periodo 2015-2020.

Adicionalmente, la Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono (ECDBC) busca promover la implementación de planes, proyectos y políticas de mitigación de las emisiones de gases efecto invernadero (GEI), al tiempo que se promueve el crecimiento social y económico. Claramente, los objetivos del PROURE se alinean con los de la ECDBC en la medida en que la reducción del consumo de energía, conduce a la reducción de emisiones de CO₂.

La recientemente aprobada Ley 1715 de 2014 (artículo 32) ordena a las entidades del Gobierno Nacional a promover el mejoramiento de la eficiencia energética y a facilitar la participación de la demanda en el mercado de energía. Así mismo a las administraciones públicas del nivel territorial les ordena adoptar planes de gestión eficiente de la energía y a utilizar FNCE en sus instalaciones.

Un estudio recientemente desarrollado para la UPME³⁴ priorizó y llevó a cabo la evaluación costo efectividad de 16 medidas de eficiencia energética para el sector residencial, 16 para el terciario y 27 para el industrial. Este estudio encontró que 14 de las 16 medidas evaluadas para el sector residencial resultaron ser costo-efectivas³⁵ tanto para la sociedad como para el usuario; siendo la más costo efectiva la sustitución de equipos de iluminación.

En el caso del sector terciario (Gobierno y Servicios) se encontró que 11 de las 16 medidas evaluadas resultaron ser costo-efectivas para la sociedad y para el usuario. Las que tuvieron la mejor relación costo efectividad fueron las relacionadas con la sustitución de luminarias, la sustitución de equipos de aire acondicionado y la implementación de los Sistemas de Gestión Integrales de Energía.

En el caso de las medidas de eficiencia energética del sector industrial se encontró que 23 de las 27 medidas evaluadas resultaron ser costo-efectivas tanto para el usuario como para la sociedad. La medida de buenas prácticas en equipos de refrigeración es la más costo-efectiva, tanto para el usuario como para la sociedad.

La evaluación económica de estas medidas arrojó, en todos los casos, resultados económicos favorables tanto para la sociedad en general como para el sector eléctrico en particular. Es decir, además de los beneficios esperados en términos de adaptación al Cambio Climático, estas medidas generan beneficios económicos netos tanto la sociedad como para el sector eléctrico.

³⁴ UPME. 2014. Evaluación Costo Efectividad de Programas de Eficiencia Energética en los Sectores Residencial, Terciario e Industrial (subsectores códigos CIU 10 -18); Elaborado por OPTIM Consult y CORPOEMA.

³⁵ Las dos excepciones fueron la sustitución de televisores tradicionales y cambios arquitectónicos en edificios.



Es de suma importancia aclarar que aunque la implementación de estas medidas de gestión de demanda se financian con recursos de los usuarios finales, su implementación recae, en su mayor parte, sobre las autoridades ambientales y del sector eléctrico.

7.5 Medidas institucionales

Este eje incluye acciones encaminadas al fortalecimiento en la gestión de la información del riesgo ante eventos climáticos extremos, y en la planeación del sector incluyendo escenarios de Cambio Climático, así como el impulso a las conexiones internacionales.

La siguiente tabla presenta las medidas de adaptación del sector eléctrico al Cambio Climático asociadas al fortalecimiento institucional. La tabla presenta los costos y plazos necesarios para su implementación y las fuentes de financiación.

TABLA 39 INFORMACIÓN ECONÓMICA DE LAS MEDIDAS DE ADAPTACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO AL CAMBIO CLIMÁTICO RELACIONADAS CON EL FORTALECIMIENTO INSTITUCIONAL.

Medida	Costo de Implementación	B/C Social	B/C Sector Energético	Plazo de Implementación	Fuente(s) de financiación
Fortalecimiento de la gestión de la información para la toma de decisiones en adaptación del sector	\$ 106.795.222.466	13,24	Infinito	Corto Plazo	Nación MADS IDEAM CAR's
Fortalecimiento de la capacidad de observación y reacción ante eventos climáticos extremos	\$ 20.055.983.398	80,76	Infinito	Corto Plazo	Nación MADS UNGRD
Inclusión de los posibles efectos del Cambio Climático en la planificación del sector eléctrico	\$ 12.529.785.049	112,87	Infinito	Corto Plazo	Nación MADS UPME
Impulso a conexiones internacionales	\$ 6.833.523.134	1,18	1.15	Corto Plazo	Nación MME Privado

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

La evaluación económica de las medidas de fortalecimiento institucional arrojó, en todos los casos, resultados económicos favorables tanto para la sociedad en general como para el sector eléctrico en particular. Es decir, además de los beneficios esperados en términos de adaptación al Cambio Climático,



estas medidas generan beneficios económicos netos tanto para la sociedad como para el sector eléctrico.

Los beneficios más representativos se ven reflejados en la inclusión de los posibles efectos del Cambio Climático en la planificación del sector eléctrico, medida que supone un fortalecimiento de la UPME. Esta inversión tiene una RBC de 112,87. Por otra parte, el fortalecimiento de la capacidad de observación y reacción ante eventos climáticos extremos, que supone un fortalecimiento de la UNGRD, presenta beneficios más de 80 veces superiores a sus costos.

Tres de las cuatro medidas de adaptación propuestas bajo este eje no implican costos para el sector privado. A pesar de esto, les genera beneficios. El único caso particular para el cual el análisis costo-beneficio privado aplica es el de la promoción de conexiones internacionales; esto por cuanto en este caso, serían necesarias inversiones del sector.

8. Sistema de Monitoreo de la Hoja de Ruta

La experiencia internacional respecto a los Sistemas de Monitoreo de Estrategias de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático tienen dos enfoques principales: a nivel nacional y de proyectos. El reporte nacional de emisiones se ha centrado en las comunicaciones nacionales, las cuales se solicitan en el marco de la CMNUCC cada 4 años a los países en desarrollo como Colombia. La MRV a nivel de proyectos, se ha centrado en iniciativas propuestas por los países en desarrollo, amparadas bajo el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) y el mercado voluntario de reducciones de emisiones (como el *Voluntary Carbon Standard* de Estados Unidos) e incluye un detallado reporte y verificación de las emisiones.

En la actualidad, el sistema de Monitoreo para las Medidas de Adaptación y mitigación en el orden internacional se está discutiendo tanto para seguir la implementación y el éxito de las acciones apoyadas a través de acuerdos bilaterales (similar al enfoque de proyectos), como en el contexto oficial de la CMNUCC (buscando un alcance similar a los reportes nacionales) (Gobierno de Chile, 2014; Center for Clean Air Policy, 2011).

Teniendo en cuenta lo anterior y según las experiencias propias del equipo consultor, se propone el siguiente alcance para el monitoreo de la implementación de la estrategia de adaptación al Cambio Climático del sector hidroeléctrico. Se incluyen métricas para: 1) Avances en la implementación de las acciones, 2) Reducción de la Vulnerabilidad del Sector, y 3) Contribución al desarrollo sustentable del país. Si bien la adaptación es la meta principal de la estrategia, mostrar avances en el desarrollo sustentable puede ser importante para que ésta obtenga apoyo internacional y pueda atraer la inversión necesaria.



8.1 Indicadores

8.1.1 Indicadores para las Acciones y avances en la implementación

A continuación se presentan los indicadores propuestos para monitorear el grado de avance en la implementación de las medidas de adaptación al Cambio Climático del sector hidroeléctrico:

- Hectáreas restauradas de manera pasiva
- Hectáreas restauradas de manera activa (incluye reforestación y re-vegetalización asistida)
- Hectáreas de ecosistemas naturales conservados
- Hectáreas con erosión severa restauradas
- Hectáreas con erosión leve restauradas
- Costo por hectárea restaurada de manera pasiva
- Costo por hectárea restaurada de manera activa
- Costos de conservación de ecosistemas naturales
- Costos asociados al control y remediación de la erosión
- Porcentaje de ahorro de agua alcanzado en uso doméstico
- Costos asociados a medidas de ahorro de agua en uso doméstico
- Capacidad instalada con plantas térmicas a gas (MW)
- Capacidad instalada de generación con energía eólica (MW)
- Costos asociados a la generación con gas (USD/KWh)
- Costos asociados a la generación eólica (USD/KWh)
- Costos de medidas de eficiencia energética en el sector residencial
- Costos de medidas de eficiencia energética en el sector industrial
- Costos de medidas de eficiencia energética en el sector terciario
- Recursos destinados al fortalecimiento de la gestión de la información
- Recursos destinados al fortalecimiento de la gestión del riesgo
- Recursos destinados al fortalecimiento de la UPME
- Capacidad instalada de transmisión internacional
- Recursos destinados a Conexiones Internacionales

8.1.2 Indicadores para la Reducción de Vulnerabilidad

Los indicadores propuestos para monitorear el impacto de las medidas de adaptación sobre la reducción de la Vulnerabilidad al Cambio Climático del sector eléctrico, se presentan a continuación:

- Disminución en la variabilidad inter-temporal de las afluencias a los embalses: este indicador arrojaría información sobre el grado de recuperación del funcionamiento hidrológico de las cuencas.
- Aumento en volumen de agua almacenada en los embalses agregados durante los meses secos: este indicador arrojaría información sobre el grado de recuperación del funcionamiento hidrológico de las cuencas.
- Número de horas anuales de racionamiento energético: este indicador arrojaría información sobre la efectividad del conjunto de las medidas de adaptación.



- Costos anualizados del racionamiento energético: este indicador arrojaría información sobre la efectividad del conjunto de las medidas de adaptación.
- Participación de cada una de las Fuentes No Convencionales de Energía (eólica, solar, geotérmica y biomasa) en la generación: este indicador aportaría información sobre el grado de diversificación de la canasta energética y, consecuentemente, sobre la vulnerabilidad del sistema a eventos climáticos extremos.
- Aumento en la capacidad de generación con fuentes convencionales (hidráulica + térmicas): este indicador aportaría información sobre la vulnerabilidad del sistema a eventos climáticos extremos.
- Relación entre la energía total generada y la demanda total de energía (fuentes convencionales + fuentes no convencionales) durante eventos climáticos extremos (periodos secos): este indicador aportaría información sobre la robustez del sistema y sobre su capacidad para atender la demanda durante eventos climáticos extremos.
- Factor de uso de la energía efectivamente generada: este indicador informaría sobre el grado de utilización del conjunto de la infraestructura de generación y sobre el grado de respaldo del sistema.
- Cambio en la Importancia Relativa que los distintos embalses agregados representan en términos de energía generada: este indicador informaría sobre la vulnerabilidad relativa efectiva de los embalses agregados.

8.1.3 Indicadores para la contribución al desarrollo sostenible

Los indicadores propuestos para monitorear la contribución de las Medidas de Adaptación al desarrollo sostenible del país, se presentan a continuación:

- Nivel de ingresos de las comunidades en áreas restauradas.
- cambios en los índices de biodiversidad.
- Toneladas de suelo no erosionadas (erosión evitada)
- Variación inter-temporal de los caudales de las fuentes de agua en las cuencas restauradas.
- Variación en los indicadores de biodiversidad de los recursos ictiológicos en las fuentes de agua de las áreas restauradas.
- Calidad del agua de las fuentes de las cuencas restauradas.
- Disminución de la ocurrencia de desastres de origen antrópico en las cuencas restauradas.
- Aumento de la eficiencia energética en el sector residencial (como % del valor generado/KWh)
- Aumento de la eficiencia energética en el sector terciario (como % del valor generado/KWh)
- Aumento de la eficiencia energética en el sector industrial (como % del valor generado/KWh)
- Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y de contaminantes locales evitadas como consecuencia de las medidas de adaptación
- Monto de los subsidios evitados.

8.2 Monitoreo

A continuación se presenta la propuesta de Monitoreo para los indicadores de i. avances en la implementación de las Medidas de Adaptación, ii. Los cambios en la vulnerabilidad de los embalses agregados asociados a la generación hidroeléctrica, iii. La contribución al desarrollo sostenible del país.



8.2.1 Monitoreo de las Acciones y avances en la implementación

TABLA 40. MONITOREO DE LAS HECTÁREAS RESTAURADAS DE MANERA PASIVA

Nombre del parámetro		Hectáreas restauradas de manera pasiva	
Unidades	Hectárea		
Valor de línea base			
Monitoreo	Forma	Registros MADS Restauración	
	Frecuencia	Anualmente	
	Responsable	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible	
Valor de intervención	60.702		
Procedimientos QA/QC	Registro información		
	Verificación de la información		
	Auditoría internas		

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

TABLA 41. MONITOREO DE LAS HECTÁREAS RESTAURADAS DE MANERA ACTIVA (INCLUYE REFORESTACIÓN Y RE-VEGETALIZACIÓN ASISTIDA)

Nombre del parámetro		Hectáreas restauradas de manera activa	
Unidades	Hectárea		
Valor de línea base			
Monitoreo	Forma	Registros MADS Restauración	
	Frecuencia	Anualmente	
	Responsable	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible	
Valor de intervención	121.404		
Procedimientos QA/QC	Registro información		
	Verificación de la información		



	Auditoría internas
--	--------------------

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

TABLA 42. MONITOREO DE LAS HECTÁREAS DE ECOSISTEMAS NATURALES CONSERVADOS

Nombre del parámetro		Hectáreas de ecosistemas naturales conservados	
Unidades	Hectárea		
Valor de línea base			
Monitoreo	Forma	Registros MADS Restauración	
	Frecuencia	Anualmente	
	Responsable	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible	
Valor de intervención	60.702		
Procedimientos QA/QC	Registro información		
	Verificación de la información		
	Auditoría internas		

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

TABLA 43. MONITOREO DE LAS HECTÁREAS CON EROSIÓN SEVERA RESTAURADAS

Nombre del parámetro		Hectáreas con erosión severa restauradas	
Unidades	Hectárea		
Valor de línea base			
Monitoreo	Forma	Registros MADS Restauración	
	Frecuencia	Anualmente	
	Responsable	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible	
Valor de intervención	35.930		
Procedimientos QA/QC	Registro información		



	Verificación de la información Auditoría internas
--	--

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

TABLA 44. MONITOREO DE LAS HECTÁREAS CON EROSIÓN LEVE RESTAURADAS

Nombre del parámetro		Hectáreas con erosión leve restauradas	
Unidades	Hectárea		
Valor de línea base			
Monitoreo	Forma	Registros MADS Restauración	
	Frecuencia	Anualmente	
	Responsable	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible	
Valor de intervención	25.485		
Procedimientos QA/QC	Registro información		
	Verificación de la información		
	Auditoría internas		

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS a partir de los Sistemas de Monitoreo de Estrategias de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático

TABLA 45. MONITOREO DEL COSTO DE LA RESTAURACIÓN PASIVA

Nombre del parámetro		Costo de restauración pasiva	
Unidades	COP \$/Hectárea		
Valor de línea base	726.559		
Monitoreo	Forma	Registros MADS Restauración	
	Frecuencia	Anualmente	
	Responsable	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible	
Valor de intervención	37.375.963.247		



Procedimientos QA/QC	Registro información
	Verificación de la información
	Auditoría internas

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

TABLA 46 MONITOREO DEL COSTO DE RESTAURACIÓN ACTIVA

Nombre del parámetro		Costo de restauración activa
Unidades	COP \$/Hectárea	
Valor de línea base	4.212.436	
Monitoreo	Forma	Registros MADS Restauración
	Frecuencia	Anualmente
	Responsable	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible
Valor de intervención	559.638.124.758	
Procedimientos QA/QC	Registro información	
	Verificación de la información	
	Auditoría internas	

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

TABLA 47 MONITOREO DEL COSTO DE CONSERVACIÓN DE ECOSISTEMAS NATURALES

Nombre del parámetro		Costos de conservación de ecosistemas naturales
Unidades	COP \$/Hectárea	
Valor de línea base	307.436	
Monitoreo	Forma	Registros MADS Restauración
	Frecuencia	Anualmente
	Responsable	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible
Valor de intervención	123.340.442.545	



Procedimientos QA/QC	Registro información
	Verificación de la información
	Auditoría internas

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

TABLA 48. MONITOREO DE LOS COSTOS ASOCIADOS AL CONTROL Y REMEDIACIÓN DE LA EROSIÓN

Nombre del parámetro	Costos asociados al control de la erosión (leve y severa)	
Unidades	COP \$/Hectárea	
Valor de línea base	3.056.916	
Monitoreo	Forma	Registros MADS Restauración
	Frecuencia	Anualmente
	Responsable	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible
Valor de intervención	52.447.011.243	
Procedimientos QA/QC	Registro información	
	Verificación de la información	
	Auditoría internas	

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

TABLA 49. MONITOREO DEL AHORRO DE AGUA ALCANZADO EN USO DOMÉSTICO

Nombre del parámetro	Ahorro de agua alcanzado en uso doméstico	
Unidades	m ³ /año	
Valor de línea base		
Monitoreo	Forma	Registros Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, y Empresas de Servicios Públicos Locales
	Frecuencia	Anualmente
	Responsable	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios



Valor de intervención	2355.598.868
Procedimientos QA/QC	Registro información Verificación de la información Auditoría internas

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

TABLA 50. MONITOREO DE LOS COSTOS ASOCIADOS A MEDIDAS DE AHORRO DE AGUA EN USO DOMÉSTICO

Nombre del parámetro		Costos asociados a medidas de ahorro de agua en uso doméstico	
Unidades	COP \$/ m ³		
Valor de línea base	299		
Monitoreo	Forma	Registros inversiones UPME	
	Frecuencia	Anualmente	
	Responsable	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, UPME	
Valor de intervención	1.114.643.145.213		
Procedimientos QA/QC	Registro información Verificación de la información Auditoría internas		

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

TABLA 51. MONITOREO DE LA CAPACIDAD INSTALADA CON PLANTAS TÉRMICAS A GAS

Nombre del parámetro		Capacidad instalada con plantas térmicas a gas	
Unidades	MW		
Valor de línea base			



Monitoreo	Forma	Registros UPME
	Frecuencia	Anualmente
	Responsable	UPME
Valor de intervención		
Procedimientos QA/QC	Registro información	
	Verificación de la información	
	Auditoría internas	

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

TABLA 52. MONITOREO DE LA CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN CON ENERGÍA EÓLICA

Nombre del parámetro	Capacidad instalada de generación con energía eólica	
Unidades	MW	
Valor de línea base		
Monitoreo	Forma	Registros UPME
	Frecuencia	Anualmente
	Responsable	UPME
Valor de intervención		
Procedimientos QA/QC	Registro información	
	Verificación de la información	
	Auditoría internas	

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

TABLA 53. MONITOREO DE LOS COSTOS ASOCIADOS A LA GENERACIÓN CON GAS

Nombre del parámetro	Costos asociados a la generación con gas
Unidades	COP \$/MWh
Valor de línea base	193.458



Monitoreo	Forma	Registros UPME
	Frecuencia	Anualmente
	Responsable	UPME
Valor de intervención	1.997.858.079.739	
Procedimientos QA/QC	Registro información	
	Verificación de la información	
	Auditoría internas	

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

TABLA 54. MONITOREO DE LOS COSTOS ASOCIADOS A LA GENERACIÓN EÓLICA

Nombre del parámetro	Capacidad instalada de generación con energía eólica	
Unidades	COP \$/MWh	
Valor de línea base	347.572	
Monitoreo	Forma	Registros UPME
	Frecuencia	Anualmente
	Responsable	UPME
Valor de intervención	196.041.080.506	
Procedimientos QA/QC	Registro información	
	Verificación de la información	
	Auditoría internas	

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

TABLA 55. MONITOREO DEL AUMENTO DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA EN EL SECTOR RESIDENCIAL

Nombre del parámetro	Aumento de la eficiencia energética en el sector residencial	
Unidades	MWh ahorrados	
Valor de línea base		



Monitoreo	Forma	Registros UPME
	Frecuencia	Anualmente
	Responsable	UPME
Valor de intervención	277.946.355	
Procedimientos QA/QC	Registro información	
	Verificación de la información	
	Auditoría internas	

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

TABLA 56. MONITOREO DE LOS COSTOS DE MEDIDAS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA EN EL SECTOR RESIDENCIAL

Nombre del parámetro	Costos de medidas de eficiencia energética en el sector residencial	
Unidades	COP \$/MWh	
Valor de línea base		
Monitoreo	Forma	Registros UPME
	Frecuencia	Anualmente
	Responsable	UPME
Valor de intervención	1.513.878.893.696	
Procedimientos QA/QC	Registro información	
	Verificación de la información	
	Auditoría internas	

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

TABLA 57. MONITOREO DEL AUMENTO DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA EN EL SECTOR TERCIARIO



Nombre del parámetro		Aumento de la eficiencia energética en el sector terciario	
Unidades	MWh ahorrados		
Valor de línea base			
Monitoreo	Forma	Registros UPME	
	Frecuencia	Anualmente	
	Responsable	UPME	
Valor de intervención	13.873.738		
Procedimientos QA/QC	Registro información		
	Verificación de la información		
	Auditoría internas		

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

TABLA 58. MONITOREO DE LOS COSTOS DE LAS MEDIDAS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA EN EL SECTOR TERCIARIO

Nombre del parámetro		Costos de medidas de eficiencia energética en el sector terciario	
Unidades	COP \$/MWh		
Valor de línea base			
Monitoreo	Forma	Registros UPME	
	Frecuencia	Anualmente	
	Responsable	UPME	
Valor de intervención	202.612.994.628		
Procedimientos QA/QC	Registro información		
	Verificación de la información		
	Auditoría internas		

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS



TABLA 59. MONITOREO DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA EN EL SECTOR INDUSTRIAL

Nombre del parámetro		Aumento de la eficiencia energética en el sector industrial	
Unidades	MWh ahorrados		
Valor de línea base			
Monitoreo	Forma	Registros UPME	
	Frecuencia	Anualmente	
	Responsable	UPME	
Valor de intervención	136.864.499		
Procedimientos QA/QC	Registro información		
	Verificación de la información		
	Auditoría internas		

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

TABLA 60. MONITOREO DE LOS COSTOS DE LAS MEDIDAS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA EN EL SECTOR INDUSTRIAL

Nombre del parámetro		Costos de medidas de eficiencia energética en el sector industrial	
Unidades	COP \$/MWh		
Valor de línea base			
Monitoreo	Forma	Registros UPME	
	Frecuencia	Anualmente	
	Responsable	UPME	
Valor de intervención	47.414.989.975		
Procedimientos QA/QC	Registro información		
	Verificación de la información		
	Auditoría internas		

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

TABLA 61. MONITOREO DE LOS RECURSOS DESTINADOS AL FORTALECIMIENTO DE LA GESTIÓN DE LA INFORMACIÓN



Nombre del parámetro		Recursos destinados al fortalecimiento de la gestión de la información	
Unidades	COP \$		
Valor de línea base	115.798.846.403		
Monitoreo	Forma	Registros PNACC	
	Frecuencia	Anualmente	
	Responsable	UPME y entidades PNACC	
Valor de intervención	1.044.508.112.933		
Procedimientos QA/QC	Registro información		
	Verificación de la información		
	Auditoría internas		

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

TABLA 62. MONITOREO DE LOS RECURSOS ASOCIADOS AL FORTALECIMIENTO DE LA GESTIÓN DEL RIESGO

Nombre del parámetro		Recursos destinados al fortalecimiento de la gestión del riesgo	
Unidades	COP \$		
Valor de línea base			
Monitoreo	Forma	Registros PNACC	
	Frecuencia	Anualmente	
	Responsable	UPME y entidades PNACC	
Valor de intervención	20.055.983.389		
Procedimientos QA/QC	Registro información		
	Verificación de la información		
	Auditoría internas		

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS



TABLA 63. MONITOREO DE LOS RECURSOS DESTINADOS AL FORTALECIMIENTO DE LA UPME

Nombre del parámetro		Recursos destinados al fortalecimiento de la UPME	
Unidades	COP \$		
Valor de línea base			
Monitoreo	Forma	Registros PNACC	
	Frecuencia	Anualmente	
	Responsable	UPME y entidades PNACC	
Valor de intervención	12.529.785.049		
Procedimientos QA/QC	Registro información		
	Verificación de la información		
	Auditoría internas		

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

TABLA 64. MONITOREO DE LA CAPACIDAD ADICIONAL INSTALADA DEBIDO A CONEXIONES INTERNACIONALES

Nombre del parámetro		Capacidad instalada adicional debido a conexiones internacionales	
Unidades	MW		
Valor de línea base			
Monitoreo	Forma	Registros UPME	
	Frecuencia	Anualmente	
	Responsable	UPME	
Valor de intervención	400		
Procedimientos QA/QC	Registro información		
	Verificación de la información		
	Auditoría internas		

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS



TABLA 65. MONITOREO A LOS RECURSOS DESTINADOS A CONEXIONES INTERNACIONALES

Nombre del parámetro		Recursos destinados a conexiones internacionales	
Unidades	COP \$/MW		
Valor de línea base			
Monitoreo	Forma	Registros UPME	
	Frecuencia	Anualmente	
	Responsable	UPME	
Valor de intervención	6.833.523.134		
Procedimientos QA/QC	Registro información		
	Verificación de la información		
	Auditoría internas		

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

8.2.2 Monitoreo de la Reducción de Vulnerabilidad

Con el fin de priorizar aquellos embalses agregados que presentan una mayor exposición a las amenazas futuras de acuerdo con los escenarios climáticos proyectados, se procede a calcular el Índice de Vulnerabilidad de dicho embalse a través de la siguiente ecuación:

Ecuación 1

$$\text{Índice de Vulnerabilidad} = 100 * \frac{[-\Delta A] * NM * ReR}{OVC * IR}$$

Dónde:

- ΔA corresponde al porcentaje de cambio en las afluencias al embalse como consecuencia del Cambio Climático
- NM es el número de meses del año en los que la variabilidad climática aumentaría como consecuencia del Cambio Climático.
- ReR es la Resiliencia relativa del embalse, determinada a partir de la capacidad de almacenamiento total de los embalses físicos que componen el embalse agregado. Varía entre 1 y 11; donde 1 es el embalse más resiliente.



- *OVC* es el Orden según la Variabilidad Climática. Varía entre 1 y 11; donde 1 es el embalse que tendrá un mayor aumento en la variabilidad climática.
- *IR* es la Importancia Relativa que el embalse representa para el país en términos de capacidad de generación de energía. Es un número del 1 al 11, donde 1 corresponde al embalse agregado cuyas centrales de generación tienen la mayor capacidad instalada.

De manera adicional al índice de vulnerabilidad relativo que se presentó anteriormente, se propone calcular también un índice de vulnerabilidad absoluto para cada embalse agregado. Este índice tiene la utilidad de permitir evaluar el cambio en el tiempo de la vulnerabilidad de cierto embalse, sin que dicha evaluación dependa de los demás embalses, como sucede en el caso del índice relativo.

De esta manera, el ejercicio realizado permite tener dos tipos de Índices de Vulnerabilidad

1. **Un índice Relativo.** Permite comparar y priorizar los embalses de acuerdo al más vulnerable. De esta manera se puede determinar cuáles embalses son los más vulnerables y ameritan más atención y urgencia en la implementación de medidas de adaptación
2. **Un índice Absoluto.** Permite evaluar los cambios en el nivel de vulnerabilidad para determinado embalse en el tiempo. De esta manera es posible determinar el impacto y la efectividad de las medidas implementadas para reducir la vulnerabilidad del embalse analizado

El índice de vulnerabilidad absoluto se calcula de la siguiente manera:

Ecuación 2

$$\text{Índice de Vulnerabilidad Absoluto} = \frac{[-\Delta A] * NM * CG}{ReA}$$

Dónde:

- ΔA corresponde al porcentaje de cambio en las afluencias al embalse como consecuencia del Cambio Climático
- *NM* es el número de meses del año en los que la variabilidad climática aumentaría como consecuencia del Cambio Climático.
- *ReA* es la Resiliencia absoluta del embalse, determinada a partir de la capacidad de almacenamiento total de los embalses físicos que componen el embalse agregado. Medido en hectómetros cúbicos
- *CG*. Es la capacidad de generación del embalse, determinada a partir de la capacidad de generación total de los embalses reales que componen el embalse agregado. Medido en MW.



De esta manera, se tienen los siguientes parámetros de monitoreo, su valor de línea base, la forma, frecuencia y responsable de monitorearlo y los procedimientos a seguir para asegurar y controlar la calidad de la estimación.

8.2.2.1 Vulnerabilidad Relativa

TABLA 66. MONITOREO A LA VULNERABILIDAD RELATIVA DEL EMBALSE CARIBE

Nombre del parámetro		Vulnerabilidad relativa del Embalse Caribe	
Unidades	Adimensional		
Valor de línea base	3.5		
Monitoreo	Forma	Cálculo	
	Frecuencia	Anualmente	
	Responsable	UPME	
Valor de intervención			
Procedimientos QA/QC	Registro información		
	Verificación de la información		
	Auditoría internas		

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

TABLA 67. MONITOREO A LA VULNERABILIDAD RELATIVA DEL EMBALSE ANTIOQUIA 1

Nombre del parámetro		Vulnerabilidad relativa del Embalse Antioquia 1	
Unidades	Adimensional		
Valor de línea base	168.8		
Monitoreo	Forma	Cálculo	
	Frecuencia	Anualmente	
	Responsable	UPME	
Valor de intervención			



Procedimientos QA/QC	Registro información
	Verificación de la información
	Auditoría internas

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

TABLA 68. MONITOREO A LA VULNERABILIDAD RELATIVA DEL EMBALSE ANTIOQUIA 2

Nombre del parámetro	Vulnerabilidad relativa del Embalse Antioquia 2	
Unidades	Adimensional	
Valor de línea base	3.5	
Monitoreo	Forma	Cálculo
	Frecuencia	Anualmente
	Responsable	UPME
Valor de intervención	280.0	
Procedimientos QA/QC	Registro información	
	Verificación de la información	
	Auditoría internas	

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

TABLA 69. MONITOREO A LA VULNERABILIDAD RELATIVA DEL EMBALSE CALDAS

Nombre del parámetro	Vulnerabilidad relativa del Embalse Caldas	
Unidades	Adimensional	
Valor de línea base	36.7	
Monitoreo	Forma	Cálculo
	Frecuencia	Anualmente
	Responsable	UPME
Valor de intervención		



Procedimientos QA/QC	Registro información
	Verificación de la información
	Auditoría internas

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

TABLA 70. MONITOREO A LA VULNERABILIDAD RELATIVA DEL EMBALSE CAUCA

Nombre del parámetro	Vulnerabilidad relativa del Embalse Cauca	
Unidades	Adimensional	
Valor de línea base	156.0	
Monitoreo	Forma	Cálculo
	Frecuencia	Anualmente
	Responsable	UPME
Valor de intervención		
Procedimientos QA/QC	Registro información	
	Verificación de la información	
	Auditoría internas	

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

TABLA 71. MONITOREO A LA VULNERABILIDAD RELATIVA DEL EMBALSE TOLIMA

Nombre del parámetro	Vulnerabilidad relativa del Embalse Tolima	
Unidades	Adimensional	
Valor de línea base	710.9	
Monitoreo	Forma	Cálculo
	Frecuencia	Anualmente
	Responsable	UPME
Valor de intervención		



Procedimientos QA/QC	Registro información
	Verificación de la información
	Auditoría internas

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

TABLA 72. MONITOREO A LA VULNERABILIDAD RELATIVA DEL EMBALSE PACÍFICO

Nombre del parámetro	Vulnerabilidad relativa del Embalse Pacífico	
Unidades	Adimensional	
Valor de línea base	710.9	
Monitoreo	Forma	Cálculo
	Frecuencia	Anualmente
	Responsable	UPME
Valor de intervención		
Procedimientos QA/QC	Registro información	
	Verificación de la información	
	Auditoría internas	

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

TABLA 73. MONITOREO A LA VULNERABILIDAD RELATIVA DEL EMBALSE BOGOTÁ

Nombre del parámetro	Vulnerabilidad relativa del Embalse Bogotá	
Unidades	Adimensional	
Valor de línea base	8.1	
Monitoreo	Forma	Cálculo
	Frecuencia	Anualmente
	Responsable	UPME



Valor de intervención	
Procedimientos QA/QC	Registro información Verificación de la información Auditoría internas

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

TABLA 74. MONITOREO A LA VULNERABILIDAD RELATIVA DEL EMBALSE HUILA

Nombre del parámetro	Vulnerabilidad relativa del Embalse Huila	
Unidades	Adimensional	
Valor de línea base	10.9	
Monitoreo	Forma	Cálculo
	Frecuencia	Anualmente
	Responsable	UPME
Valor de intervención		
Procedimientos QA/QC	Registro información Verificación de la información Auditoría internas	

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

TABLA 75. MONITOREO A LA VULNERABILIDAD RELATIVA DEL EMBALSE ORIENTE 1

Nombre del parámetro	Vulnerabilidad relativa del Embalse Oriente 1	
Unidades	Adimensional	
Valor de línea base	1.2	
Monitoreo	Forma	Cálculo
	Frecuencia	Anualmente



	Responsable	UPME
Valor de intervención		
Procedimientos QA/QC	Registro información Verificación de la información Auditoría internas	

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

TABLA 76. MONITOREO A LA VULNERABILIDAD RELATIVA DEL EMBALSE ORIENTE 2

Nombre del parámetro	Vulnerabilidad relativa del Embalse Oriente 2	
Unidades	Adimensional	
Valor de línea base	37.5	
Monitoreo	Forma	Cálculo
	Frecuencia	Anualmente
	Responsable	UPME
Valor de intervención		
Procedimientos QA/QC	Registro información Verificación de la información Auditoría internas	

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

8.2.2.2 Vulnerabilidad Absoluta

TABLA 77. MONITOREO A LA VULNERABILIDAD ABSOLUTA DEL EMBALSE CARIBE

Nombre del parámetro	Vulnerabilidad absoluta del Embalse Caribe	
Unidades	Adimensional	
Valor de línea base	0.13	
Monitoreo	Forma	Cálculo



	Frecuencia	Anualmente
	Responsable	UPME
Valor de intervención		
Procedimientos QA/QC	Registro información Verificación de la información Auditoría internas	

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

TABLA 78. MONITOREO A LA VULNERABILIDAD ABSOLUTA DEL EMBALSE ANTIOQUIA 1

Nombre del parámetro	Vulnerabilidad absoluta del Embalse Antioquia 1	
Unidades	Adimensional	
Valor de línea base	1.66	
Monitoreo	Forma	Cálculo
	Frecuencia	Anualmente
	Responsable	UPME
Valor de intervención		
Procedimientos QA/QC	Registro información Verificación de la información Auditoría internas	

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

TABLA 79. MONITOREO A LA VULNERABILIDAD ABSOLUTA DEL EMBALSE ANTIOQUIA 2

Nombre del parámetro	Vulnerabilidad absoluta del Embalse Antioquia 2	
Unidades	Adimensional	
Valor de línea base	8.46	



Monitoreo	Forma	Cálculo
	Frecuencia	Anualmente
	Responsable	UPME
Valor de intervención	280.0	
Procedimientos QA/QC	Registro información	
	Verificación de la información	
	Auditoría internas	

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

TABLA 80. MONITOREO A LA VULNERABILIDAD ABSOLUTA DEL EMBALSE CALDAS

Nombre del parámetro	Vulnerabilidad absoluta del Embalse Caldas	
Unidades	Adimensional	
Valor de línea base	0.80	
Monitoreo	Forma	Cálculo
	Frecuencia	Anualmente
	Responsable	UPME
Valor de intervención		
Procedimientos QA/QC	Registro información	
	Verificación de la información	
	Auditoría internas	

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

TABLA 81. MONITOREO A LA VULNERABILIDAD ABSOLUTA DEL EMBALSE CAUCA

Nombre del parámetro	Vulnerabilidad absoluta del Embalse Cauca	
Unidades	Adimensional	



Valor de línea base	2.05	
Monitoreo	Forma	Cálculo
	Frecuencia	Anualmente
	Responsable	UPME
Valor de intervención		
Procedimientos QA/QC	Registro información	
	Verificación de la información	
	Auditoría internas	

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

TABLA 82. MONITOREO A LA VULNERABILIDAD ABSOLUTA DEL EMBALSE TOLIMA

Nombre del parámetro	Vulnerabilidad absoluta del Embalse Tolima	
Unidades	Adimensional	
Valor de línea base	0.19	
Monitoreo	Forma	Cálculo
	Frecuencia	Anualmente
	Responsable	UPME
Valor de intervención		
Procedimientos QA/QC	Registro información	
	Verificación de la información	
	Auditoría internas	

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

TABLA 83. MONITOREO A LA VULNERABILIDAD ABSOLUTA DEL EMBALSE PACÍFICO

Nombre del parámetro	Vulnerabilidad absoluta del Embalse Pacífico	
Unidades	Adimensional	



Valor de línea base	4.68	
Monitoreo	Forma	Cálculo
	Frecuencia	Anualmente
	Responsable	UPME
Valor de intervención		
Procedimientos QA/QC	Registro información	
	Verificación de la información	
	Auditoría internas	

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

TABLA 84. MONITOREO A LA VULNERABILIDAD ABSOLUTA DEL EMBALSE BOGOTÁ

Nombre del parámetro	Vulnerabilidad absoluta del Embalse Bogotá	
Unidades	Adimensional	
Valor de línea base	0.43	
Monitoreo	Forma	Cálculo
	Frecuencia	Anualmente
	Responsable	UPME
Valor de intervención		
Procedimientos QA/QC	Registro información	
	Verificación de la información	
	Auditoría internas	

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

TABLA 85. MONITOREO A LA VULNERABILIDAD ABSOLUTA DEL EMBALSE HUILA

Nombre del parámetro	Vulnerabilidad absoluta del Embalse Huila	
Unidades	Adimensional	



Valor de línea base	0.42	
Monitoreo	Forma	Cálculo
	Frecuencia	Anualmente
	Responsable	UPME
Valor de intervención		
Procedimientos QA/QC	Registro información	
	Verificación de la información	
	Auditoría internas	

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

TABLA 86. MONITOREO A LA VULNERABILIDAD ABSOLUTA DEL EMBALSE ORIENTE 1

Nombre del parámetro	Vulnerabilidad absoluta del Embalse Oriente 1	
Unidades	Adimensional	
Valor de línea base	0.13	
Monitoreo	Forma	Cálculo
	Frecuencia	Anualmente
	Responsable	UPME
Valor de intervención		
Procedimientos QA/QC	Registro información	
	Verificación de la información	
	Auditoría internas	

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS



TABLA 87. MONITOREO A LA VULNERABILIDAD ABSOLUTA DEL EMBALSE ORIENTE 2

Nombre del parámetro		Vulnerabilidad absoluta del Embalse Oriente 2	
Unidades	Adimensional		
Valor de línea base	1.09		
Monitoreo	Forma	Cálculo	
	Frecuencia	Anualmente	
	Responsable	UPME	
Valor de intervención			
Procedimientos QA/QC	Registro información		
	Verificación de la información		
	Auditoría internas		

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

TABLA 88. MONITOREO DE LA DISMINUCIÓN EN LA VARIABILIDAD INTER-TEMPORAL DE LAS AFLUENCIAS A LOS EMBALSES

Nombre del parámetro		Disminución en la variabilidad inter-temporal de las afluencias a los embalses	
Unidades	m ³ /año		
Valor de línea base			
Monitoreo	Forma	Registros IDEAM y Empresas Generadoras de Energía	
	Frecuencia	Anualmente	
	Responsable	UPME – Empresas Generadoras de Energía	
Valor de intervención			
Procedimientos QA/QC	Registro información		
	Verificación de la información		
	Auditoría internas		

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS



TABLA 89. MONITOREO DEL AUMENTO DEL VOLUMEN DE AGUA ALMACENADA EN LOS EMBALSES AGREGADOS DURANTE LOS MESES SECOS

Nombre del parámetro		Aumento del volumen de agua almacenada en los embalses agregados durante los meses secos	
Unidades	m ³ /mes		
Valor de línea base			
Monitoreo	Forma	Registros Empresas Generadoras de Energía e IDEAM	
	Frecuencia	Semestral	
	Responsable	UPME – Empresas Generadoras de Energía	
Valor de intervención			
Procedimientos QA/QC	Registro información Verificación de la información Auditoría internas		

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

TABLA 90. MONITOREO DEL NÚMERO DE HORAS ANUALES DE RACIONAMIENTO ENERGÉTICO

Nombre del parámetro		Número de horas anuales de racionamiento energético	
Unidades	h/año		
Valor de línea base			
Monitoreo	Forma	Registros Acolgen, IDEAM y Empresas Generadoras de energía	
	Frecuencia	Anualmente	
	Responsable	UPME	
Valor de intervención			
Procedimientos QA/QC	Registro información Verificación de la información Auditoría internas		

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS



TABLA 91. MONITOREO DEL NÚMERO DE HORAS ANUALES DE RACIONAMIENTO ENERGÉTICO

Nombre del parámetro		Número de horas anuales de racionamiento energético
Unidades	COP \$/año	
Valor de línea base		
Monitoreo	Forma	Registros Acolgen, IDEAM y Empresas Generadoras de energía
	Frecuencia	Anualmente
	Responsable	UPME
Valor de intervención		
Procedimientos QA/QC	Registro información	
	Verificación de la información	
	Auditoría internas	

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

TABLA 92. MONITOREO DEL COSTO ANUAL DEL RACIONAMIENTO ENERGÉTICO

Nombre del parámetro		Costo anual del racionamiento energético
Unidades	MWh en matriz energética colombiana	
Valor de línea base		
Monitoreo	Forma	Registros UPME y CREG
	Frecuencia	Anualmente
	Responsable	UPME
Valor de intervención		
Procedimientos QA/QC	Registro información	
	Verificación de la información	
	Auditoría internas	

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS



TABLA 93. MONITOREO DE LA PARTICIPACIÓN DE CADA UNA DE LAS FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA

Nombre del parámetro del Participación de cada una de las Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE)	
Unidades	MWh distribuidos a la matriz energética colombiana/año
Valor de línea base	
Monitoreo	Forma Registros UPME y CREG
	Frecuencia Anualmente
	Responsable UPME
Valor de intervención	
Procedimientos QA/QC	Registro información Verificación de la información Auditoría internas

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

TABLA 94. MONITOREO DEL AUMENTO DE LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN CON FUENTES CONVENCIONALES

Nombre del parámetro Aumento de la capacidad de generación con fuentes convencionales	
Unidades	MWh adicionales/año
Valor de línea base	
Monitoreo	Forma Registros UPME y Empresas Generadoras de Energía
	Frecuencia Anualmente
	Responsable UPME
Valor de intervención	
Procedimientos QA/QC	Registro información Verificación de la información Auditoría internas

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS



TABLA 95. MONITOREO DE LA RELACIÓN ENTRE LA ENERGÍA TOTAL GENERADA Y LA DEMANDA TOTAL DE ENERGÍA (INCLUYE TANTO FUENTES CONVENCIONALES COMO NO CONVENCIONALES)

Nombre del parámetro		Relación entre la energía total generada y la demanda total de energía (incluye tanto fuentes convencionales como no convencionales) durante eventos climáticos extremos	
Unidades	Adimensional		
Valor de línea base			
Monitoreo	Forma	Registros UPME y Empresas Generadoras de Energía	
	Frecuencia	Semestral	
	Responsable	UPME	
Valor de intervención			
Procedimientos QA/QC	Registro información		
	Verificación de la información		
	Auditoría internas		

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

TABLA 96. MONITOREO DE LA RELACIÓN ENTRE LA ENERGÍA TOTAL GENERADA Y LA DEMANDA TOTAL DE ENERGÍA (INCLUYE TANTO FUENTES CONVENCIONALES COMO NO CONVENCIONALES)

Nombre del parámetro	Factor de uso de la energía total generada	
Unidades	% de energía	
Valor de línea base		
Monitoreo	Forma	Registros UPME y Empresas Generadoras de Energía
	Frecuencia	Semestral
	Responsable	UPME
Valor de intervención		
Procedimientos QA/QC	Registro información	
	Verificación de la información	



	Auditoría internas
--	--------------------

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

8.2.3 Monitoreo de la contribución al desarrollo sostenible

A continuación se presentan los parámetros de monitoreo, su valor de línea base, la forma, frecuencia y responsable de monitorearlo y los procedimientos a seguir para asegurar y controlar la calidad de la estimación.

TABLA 97. MONITOREO DEL NIVEL DE INGRESO EN ZONA RESTAURADAS

Nombre del parámetro	Nivel de ingreso en zonas restauradas	
Unidades	Ingreso/habitante*año	
Valor de línea base		
Monitoreo	Forma	Encuesta Nacional de Hogares
	Frecuencia	Anualmente
	Responsable	Departamento Nacional de Planeación
Valor de intervención	Por determinar	
Procedimientos QA/QC	Registro información	
	Verificación de la información	
	Auditoría internas	

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

TABLA 98. MONITOREO DEL CAMBIO EN LOS ÍNDICES DE BIODIVERSIDAD

Nombre del parámetro	Cambios en los índices de Biodiversidad	
Unidades	% de cambio en los índices de Biodiversidad	
Valor de línea base		
Monitoreo	Forma	Cálculo



	Frecuencia	Anualmente
	Responsable	MADS
Valor de intervención		
Procedimientos QA/QC	Registro información Verificación de la información Auditoría internas	

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

TABLA 99. MONITOREO DE LAS TONELADAS DE SUELO NO EROSIONADAS (EROSIÓN EVITADA)

Nombre del parámetro	Toneladas de suelo no erosionadas (erosión evitada)	
Unidades	Ton/ha	
Valor de línea base		
Monitoreo	Forma	Cálculos
	Frecuencia	Anualmente
	Responsable	MADS
Valor de intervención		
Procedimientos QA/QC	Registro información Verificación de la información Auditoría internas	

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

TABLA 100. MONITOREO DE LA VARIACIÓN INTER-TEMPORAL DE LOS CAUDALES DE LAS FUENTES DE AGUA EN LAS CUENCAS RESTAURADAS

Nombre del parámetro	Variación inter-temporal de los caudales de las fuentes de agua en las cuencas restauradas
Unidades	m ³ /año
Valor de línea base	



Monitoreo	Forma	Registros IDEAM y Empresas Generadoras de Energía
	Frecuencia	Anualmente
	Responsable	UPME – IDEAM
Valor de intervención	Por determinar	
Procedimientos QA/QC	Registro información Verificación de la información Auditoría internas	

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

TABLA 101. MONITOREO DE LA VARIACIÓN DE LOS INDICADORES DE BIODIVERSIDAD DE LOS RECURSOS ICTIOLÓGICOS EN LAS FUENTES DE AGUA EN LAS ÁREAS RESTAURADAS

Nombre del parámetro	Variación en los indicadores de biodiversidad de los recursos ictiológicos en las fuentes de agua en las áreas restauradas	
Unidades	Por determinar	
Valor de línea base	Por determinar	
Monitoreo	Forma	Por determinar
	Frecuencia	Anualmente
	Responsable	CAR's
Valor de intervención	Por determinar	
Procedimientos QA/QC	Registro información Verificación de la información Auditoría internas	

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS



TABLA 102. MONITOREO DE LA CALIDAD DEL AGUA DE LAS FUENTES DE LAS CUENCAS RESTAURADAS

Nombre del parámetro		Calidad del agua de las fuentes de las cuencas restauradas
Unidades	DBO / DQO / O ₂ disuelto	
Valor de línea base	Por determinar	
Monitoreo	Forma	Registros CAR's y Empresas Privadas
	Frecuencia	Semestral
	Responsable	CAR's – MADS
Valor de intervención	Por determinar	
Procedimientos QA/QC	Registro información	
	Verificación de la información	
	Auditoría internas	

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

TABLA 103. MONITOREO DE LA DISMINUCIÓN DE LA OCURRENCIA DE DESASTRES DE ORIGEN ANTRÓPICO EN LAS CUENCAS RESTAURADAS

Nombre del parámetro	Disminución de la ocurrencia de desastres de origen antrópico en las cuencas restauradas	
Unidades	No. De eventos	
Valor de línea base	Por determinar	
Monitoreo	Forma	Registros CAR's y UNGRD
	Frecuencia	Anualmente
	Responsable	UNGRD
Valor de intervención	Por determinar	
Procedimientos QA/QC	Registro información	
	Verificación de la información	
	Auditoría internas	

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS



TABLA 104. MONITOREO DEL AUMENTO DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA EN EL SECTOR RESIDENCIAL

Nombre del parámetro		Aumento de la eficiencia energética en el sector residencial	
Unidades	% del valor generado/MWh		
Valor de línea base	Por determinar		
Monitoreo	Forma	Registros UPME y Empresas Generadoras de Energía	
	Frecuencia	Anualmente	
	Responsable	UPME - MADS	
Valor de intervención	Por determinar		
Procedimientos QA/QC	Registro información		
	Verificación de la información		
	Auditoría internas		

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

TABLA 105. MONITOREO DEL AUMENTO DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA EN EL SECTOR TERCIARIO

Nombre del parámetro		Aumento de la eficiencia energética en el sector terciario	
Unidades	% del valor generado/MWh		
Valor de línea base	Por determinar		
Monitoreo	Forma	Registros UPME y Empresas Generadoras de Energía	
	Frecuencia	Anualmente	
	Responsable	UPME - MADS	
Valor de intervención	Por determinar		
Procedimientos QA/QC	Registro información		
	Verificación de la información		
	Auditoría internas		

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS



TABLA 106. MONITOREO DEL AUMENTO DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA EN EL SECTOR INDUSTRIAL

Nombre del parámetro		Aumento de la eficiencia energética en el sector industrial	
Unidades	% del valor generado/MWh		
Valor de línea base	Por determinar		
Monitoreo	Forma	Registros UPME y Empresas Generadoras de Energía	
	Frecuencia	Anualmente	
	Responsable	UPME - MADS	
Valor de intervención	Por determinar		
Procedimientos QA/QC	Registro información		
	Verificación de la información		
	Auditoría internas		

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

TABLA 107. MONITOREO DE EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO (GEI) Y DE CONTAMINANTES LOCALES EVITADOS COMO CONSECUENCIA DE LAS MEDIDAS DE ADAPTACIÓN

Nombre del parámetro		Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y de contaminantes locales evitados como consecuencia de las medidas de adaptación	
Unidades	Emisiones de CO ₂ equivalente/año		
Valor de línea base	Por determinar		
Monitoreo	Forma	Registros Empresas Generadoras de Energía y MADS	
	Frecuencia	Anualmente	
	Responsable	MADS – MME – UPME	
Valor de intervención	Por determinar		
Procedimientos QA/QC	Registro información		
	Verificación de la información		



	Auditoría internas
--	--------------------

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

TABLA 108. MONITOREO DEL MONTO DE LOS SUBSIDIOS EVITADOS

Nombre del parámetro		Monto de los subsidios evitados
Unidades	COP \$	
Valor de línea base	Por determinar	
Monitoreo	Forma	Estimación de partir de la valoración económica de los subsidios destinados para el sector
	Frecuencia	Anualmente
	Responsable	MADS – MME – MHCP
Valor de intervención	Por determinar	
Procedimientos QA/QC	Registro información	
	Verificación de la información	
	Auditoría internas	

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

8.3 Aseguramiento y control de calidad (QA/QC)

De acuerdo con lo recomendado por el PNUD, a continuación se resaltan las características principales en cuanto a calidad de la información que debe tener el sistema de Monitoreo de las acciones de adaptación al Cambio Climático del sector hidroeléctrico (PNUD, 2014):

- Relevancia. Se debe recolectar la información requerida para el establecimiento de la línea base y las actividades.
- Completitud. Se debe incluir toda la información relevante.
- Consistencia. Se debe presentar la información de manera compatible con información relacionada.
- Credibilidad. Se deben utilizar fuentes de información creíbles y confiables.
- Reciente. Se debe utilizar la información más reciente posible para reflejar la situación económica y tecnológica actual.
- Precisión. Se deben reducir los errores e inexactitudes siempre que sea posible y costo-efectivo.
- Objetividad. Se debe evitar información sesgada o parcial.
- Conservador. En caso de información incompleta se debe optar por un enfoque conservador.

- **Trasparencia.** Se debe hacer pública la información que permita corroborar la calidad de la información recopilada.
- **Trazabilidad.** Se deben documentar todas las fuentes de información.

9. Conclusiones

1. Con base en el trabajo realizado por el equipo consultor (que también incluyó una serie de talleres de validación con representantes de distintas entidades del gobierno y del sector generador), se identificaron 26 posibles medidas de adaptación del sector eléctrico al Cambio Climático. Estas medidas se agruparon en cinco categorías: la primera incluye las medidas encaminadas a *mitigar los efectos del Cambio Climático y la variabilidad climática* a través de la protección de las cuencas abastecedoras y el uso más eficiente del agua en sectores diferentes a la generación eléctrica. El segundo grupo, incluye medidas encaminadas a *Optimizar el Uso de las Fuentes Convencionales de Energía*, así como recomendaciones para mejorar la eficiencia en la generación y transmisión de energía y el aumento de la capacidad de generación a partir de fuentes convencionales. En el tercer grupo se incluyeron medidas que *buscan Diversificar las Fuentes de Energía y Fomentar el Uso de las Fuentes no Convencionales*; este grupo propone programas para fomentar el uso de la energía solar, eólica, geotérmica y con biomasa. La cuarta categoría de medidas, busca *Optimizar el Consumo de Energía*; esta incluye los incentivos para un consumo eficiente en el sector residencial, industrial y comercial, público y de servicios; incluye también medidas para fomentar la autogeneración de energía. El quinto y último grupo incluye medidas de adaptación dirigidas al *fortalecimiento institucional* específicamente dirigidas a mejorar la capacidad de entidades del Gobierno Nacional para producir y difundir información climática útil para el diseño de medidas de adaptación.
2. Como resultado de la evaluación costo-beneficio, se ha encontrado que todas las medidas de tipo ambiental son beneficiosas tanto para la sociedad en general como para el sector eléctrico en particular. Estas medidas resultan estratégicas y prioritarias para mitigar los efectos de los aumentos en variabilidad climática y en la frecuencia de eventos climáticos extremos.
3. Los resultados de la evaluación económica de las medidas de optimización en la generación y transmisión de energía, no fueron en la mayoría de los casos, favorables. Este fue el caso tanto para la sociedad en general como para el sector eléctrico en particular. Únicamente dos medidas generan beneficios económicos netos tanto la sociedad como para el sector eléctrico: Optimización de la operación de los embalses en cadena, y la expansión de la capacidad instalada con gas. En el primer caso, se propone el diseño de incentivos económicos para que las empresas produzcan energía cuando la generación eléctrica no resulte económicamente conveniente para ellas, pero sí para la

sociedad. En el segundo caso, si bien la medida es costo-beneficiosa, se debe tener en cuenta la incertidumbre asociada a la oferta de gas en el futuro.

4. Las medidas de adaptación propuestas dentro del grupo de Fuentes No Convencionales de Energía, a excepción de la generación con energía eólica, no resultan ser costo-beneficiosas para el sector eléctrico ni para la sociedad. La implementación de Fuentes No Convencionales de Energía sería económicamente defendible, únicamente en las Zonas No Interconectadas (ZNI); esto debido a los altos costos de generación eléctrica con Diésel, principalmente.
5. Todas las medidas de adaptación propuestas, relacionadas con la gestión de la demanda presentan beneficios superiores a sus costos para la sociedad en general; dentro de estas se incluyen: la adopción de buenas prácticas y la sustitución de equipos. Las medidas que resultan tener un mayor beneficio para la sociedad, son las evaluadas en el sector industrial; en este caso, los beneficios superan en más de 6 veces los costos de implementación. Esto se debe, en buena medida, al alto consumo de energía de este sector y a los beneficios que representan los ahorros de energía en términos de competitividad y rentabilidad de la industria. Es importante destacar que en este estudio las medidas de buenas prácticas y las de sustitución de equipos, se analizaron de manera independiente. Es de esperarse que su implementación de forma conjunta, multiplique considerablemente los beneficios asociados.
6. En cuanto a las medidas de fortalecimiento institucional, la evaluación costo-beneficio dio como resultado que todas ellas resultan ser costo-beneficiosas. Las medidas que presentaron mayores beneficios para la sociedad son aquellas relacionadas con la inclusión de los efectos del Cambio Climático en la planificación del sector eléctrico y con el fortalecimiento de la capacidad de observación y reacción ante eventos climáticos extremos. La evaluación económica indicó que el fortalecimiento de las entidades directamente relacionadas con el sector energético puede generar beneficios significativos tanto para la sociedad como para el sector generador de energía. En este caso, el sector eléctrico, sin tener que incurrir en costos, resulta claramente beneficiado.
7. Se debe tener presente que las evaluaciones económicas hechas se realizaron a escala nacional. Se basaron en condiciones de referencia generales (precios, costos, etc.). Por lo tanto, los resultados no son aplicables a casos locales o proyectos individuales. Por esta razón y con miras a obtener una aproximación que refleje las condiciones de las distintas regiones, se considera necesario evaluar estas medidas en cada una de ellas, a la luz de condiciones particulares (ubicación geográfica, costos de los combustibles, oferta de las distintas fuentes de energía, disponibilidad de agua, condiciones ambientales, etc.). Esto permitiría aterrizar las políticas nacionales al ámbito regional.

10. Bibliografía

- 1) Aguilar Díaz, A., Roda, P., & Sánchez Sierra, G. (2014). Análisis de la Generación de seguridad en el MEM durante el 2013. Bogotá: Superintendencia de servicios Públicos.
- 2) Alzate, A. (2009). Proyecto: Integración de riesgos y oportunidades del Cambio Climático en los procesos nacionales de desarrollo y en la programación por países de las Naciones Unidas. Mapeo Institucional Actores relacionados con el abordaje del. Colombia: PNUD.
- 3) Andreu , M., & Teixidó , A. (s.f.). IMPACTO FINANCIERO DEL. Universidad Pompeu Fabra .
- 4) Banco Mundial & Global Facility for Disaster Reduction and Recovery (GFDRR). Análisis de la Gestión de Riesgo de Desastres en Colombia: un aporte para la construcción de políticas públicas. Documento técnico WB. 2012. Bogotá D.C., Colombia, 2012.
- 5) Barroso, L. (4 de 6 de 2012). *Impactos de las nuevas reglamentaciones en Brasil para estimular respuesta de la demanda y generación distribuida*. Obtenido de Colombia Inteligente- I Seminario Internacional de Mercados Inteligentes: http://www.colombiainteligente.org/banco_informacion/Pages/Memorias-Eventos.aspx?RootFolder=%2Fbanco_informacion%2FMemorias%2FI%20Seminario%20Internacional%20de%20Mercados%20Inteligentes%2FJunio%204&FolderCTID=0x012000D9330B522E7A39419E7E51FD692A89AD&View
- 6) Bruin, K. (2011). An economic analysis of adaptation to climate change.
- 7) Canzler, C. (2012). THE ECONOMICS OF SWISS HYDROPOWER PRODUCTION. IVM Institute for Environmental Studies.
- 8) Carriazo, F., Ibáñez, A., & Garcia, M. (2003). Valoración de los beneficios económicos provistos por el sistema de Parques Nacionales Naturales: una aplicación del análisis de transferencia de beneficios. DOCUMENTO CEDE 2003-26. CEDE.
- 9) CEPAL; BID. (s.f.). Valoración de daños y pérdidas Ola invernal en Colombia 2010-2011. Colombia.
- 10) CEPAL. (2011). 13. EJES POTENCIALES DE OPCIONES. En CEPAL, La economía del Cambio Climático en Centroamérica: Reporte técnico 2011.
- 11) CEPAL División de Desarrollo Sostenible y Asentamientos Humanos. (2013). Panorama del Cambio Climático en Colombia. Serie Medio Ambiente y Desarrollo. Colombia.
- 12) CEPAL; Naciones Unidas. (2013). Respuestas urbanas al Cambio Climático en América Latina. Santiago de Chile, Chile.

- 13) Comisión de Integración Energética Regional (CIER), 2013. Bogotá D.C., Colombia. Tomado el 05 03 de 2015, de: <https://sites.google.com/site/regulacionsectorelectrico/>
- 14) Corredor, P. Visión de las Redes Inteligentes en Colombia. Documento técnico XM Compañía, Colombia, 2012.
- 15) Department of environment food and Rural. (2009). Accounting for the Effects of Climate Change.
- 16) Departamento de Planeación Nacional. Plan Nacional de Acción de Adaptación al Cambio Climático, 2012. Bogotá D.C., Colombia. Tomado el 04 de 03 de 2015, de: http://www.sigpad.gov.co/sigpad/archivos/ABC_Cambio_Climatico.pdf
- 17) DNP Dirección de Inversiones y Finanzas Públicas. (2013). Manual de Soporte Conceptual Metodología General para la Formulación y Evaluación de Proyectos. Bogotá{a, Colombia.
- 18) DNP. (2012). Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático. ABC: Adaptación Bases Conceptuales. Bogotá.
- 19) Economic framework for analysis of climate change adaptation options. (s.f.).
- 20) Escudero Atehortúa, A. C., & Botero, S. (Octubre 2006). Caracterización del mercado de energía eléctrica para usuarios no regulados en Colombia. *Ensayos de Economía*, 55-70.
- 21) Fedesarrollo. Análisis costo beneficio de energías renovables no convencionales en Colombia. Documento técnico WWF. Bogotá, Colombia, 2013
- 22) Fondos Estructurales - FEDER Fondo de Cohesión e ISPA. (2003). Guía del análisis costes-beneficios de los proyectos de inversión.
- 23) Galarza, E. (2012). Análisis Costo Beneficio para medidas de Adaptación al Cambio Climático. Colombia: Centro de Investigación Universidad del Pacífico.
- 24) Galarza, E., & Hesse, M. (2011). Costos y Beneficios de la Adaptación al Cambio Climático en América Latina. Lima, Perú: Cooperación Alemana de Desarrollo.
- 25) García, Carlos; UPME. (22 de Octubre de 2014). *Tendencias a largo plazo del sector energía en Colombia*. Obtenido de UPME: http://www1.upme.gov.co/sgic/sites/default/files/UPME-WEC_CARTAGENA-OCT%202104_ENERGY%20TR3LEMMA.pdf
- 26) García, H. (2012). Beneficios de una red de reservas marinas para Colombia. Colombia: Fedesarrollo.
- 27) Gellings, C. (2009). *The Smart Grid: Enabling Energy Efficiency and Demand Response*. Palo Alto, California: The Fairmont Press, Inc.
- 28) GIZ. (s.f.). Mexico: Cost-benefit analysis for prioritising climate change adaptation measures. Recuperado el 2014, de <https://gc21.giz.de/ibt/var/app/wp342deP/1443/wp->



content/uploads/filebase/ms/mainstreaming-method-briefs/giz-2013_Method_Brief_Mexico-Cost-Benefit-Analysis.pdf

- 29) González, Á., & Riascos, E. (2007). Panorama Latinoamericano del pago por Servicios Ambientales.
- 30) Jolanta K., Arkedis J., Zakout W. Banco Mundial, 2004. Washington D.C., Estados Unidos. Tomado el 04 de 03 de 2015, de: http://www.preventionweb.net/files/2489_364620MainstreamingOrisk01PUBLIC1.pdf
- 31) Le Houerou, P. (2009). An Assessment of Climate Change Vulnerability, Risk, and Adaptation in Albania's Power Sector. Energy Sector Management Assistance Program.
- 32) Hunt, S., & Shuttleworth, G. (1997). *Competition and Choice in Electricity*. Wiley.
- 33) Institute Choiseul, & KPMG. (2012). *2012 Global energy Competitiveness Index*. París: Institut Chiseul. Obtenido de <https://www.kpmg.com/FR/fr/IssuesAndInsights/ArticlesPublications/Documents/Barometer-2012-Global-Energy-Competitiveness-Index.pdf>
- 34) Jolanta K., Arkedis J., Zakout W. Banco Mundial, 2004. Washington D.C., Estados Unidos. Tomado el 04 de 03 de 2015, de: http://www.preventionweb.net/files/2489_364620MainstreamingOrisk01PUBLIC1.pdf
- 35) Leichenko, R., Johnson, K., Major, D., Patrick, L., & O'Grady, M. (s.f.). An Economic Analysis of Climate Change Impacts and Adaptations in New York State. New York, Estados Unidos: Rutgers University.
- 36) MEF. (2010). Sistema Nacional de Inversión Pública y Cambio Climático. Una estimación de los costos y los beneficios de implementar medidas de reducción del riesgo. SERIE: SISTEMA NACIONAL DE INVERSIÓN PÚBLICA Y LA GESTIÓN DEL RIESGO DE DESASTRES. Perú.
- 37) Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial & CEDE. (s.f.). Evaluación Económica de Impactos Ambientales en Proyectos Manual técnico. Colombia.
- 38) Naciones Unidas. (2010). Costes y beneficios de las opciones de adaptación: Una revisión de la literatura existente. Informe técnico.
- 39) Naciones Unidas. (2010). Proyecto de integración de riesgos y oportunidades del Cambio Climático en los procesos nacionales de desarrollo y en la programación del país en las Naciones Unidas. El Cambio Climático en Colombia y el sistema de las Naciones Unidas. Bogotá, Colombia.
- 40) OMN & PNUE. (1997). Impactos Regionales del Cambio Climático: Evaluación de Vulnerabilidad.
- 41) Osorio, J. (2006). El método de transferencia de beneficios para la valoración económica de servicios ambientales: estado del arte y aplicaciones.

- 42) Pardo Buendía, M. (2007). El impacto social del Cambio Climático. Madrid, España.
- 43) Ramírez-Escobar, C. a. (Junio de 2012). *Los precios del mercado mayorista de electricidad como expresión de la participación activa de la demanda*. Obtenido de RIUNET-UPV: <https://riUNET.upv.es/bitstream/handle/10251/16806/tesisUPV3889.pdf?sequence=1>
- 44) Redacción. (12 de 8 de 2014). Energía eléctrica colombiana es la sexta más cara de América Latina. *El Heraldó*. Obtenido de <http://www.elheraldo.co/economia/energia-electrica-colombiana-es-la-sexta-mas-cara-de-america-latina-162508>
- 45) Schaap, B., Reidsma, P., Verhagen, J., Wolf, J., & Ittersum, M. (2013). Participatory design of farm level adaptation to climate risks in an arable region in The Netherlands.
- 46) Sharma, A. (2010). Hydro Power Vs Thermal Power: A Comparative Cost-Benefit Analysis. India.
- 47) Swedish Commission on. (2007). Sweden facing climate.
- 48) Swedish Commission on climate and vulnerability. (2007). Sweden facing climate change threats and opportunities.
- 49) Unidad de Planeación Minero Energética-UPME. (2013). Plan de Expansión de referencia- Generación y Transmisión- 2013-2027. Colombia.
- 50) Unidad de Planeación Minero Energética-UPME. (2013). Vulnerabilidad del Sector Energético al Cambio Climático. Colombia.
- 51) United Union. (2011). Assessing the cost and benefits of adaptation options.
- 52) Universidad Nacional de Cuyo. (s.f). Método de Costos Evitados, Costo de Reemplazo y Costo de Sustitución. Formulación y Evaluación de proyectos de Inversión. Argentina.
- 53) Universidad Pontificia Bolivariana. (s.f.). Estudio financiero de un proyecto. Resumen de elementos. Colombia.
- 54) UPME. (29-31 de 10 de 2008). CONSIDERACIONES EN LA PLANEACIÓN DEL SISTEMA INVOLUCRANDO COGENERACIÓN, AUTOGENERACIÓN Y ENERGÍAS ALTERNATIVAS. Recuperado el 16 de 12 de 2014, de http://www.incubodc.com/memorias_congreso_cali/Octubre_31/Cogeneracion_Energia_Renovable_UPME.pdf
- 55) UPME. (23 de 11 de 2014). Análisis de costos de energías renovables. Obtenido de Presentación de resultados del proyecto UPME-BID para la promoción de energías renovables en Colombia: <http://www1.upme.gov.co/sgic/sites/default/files/Costos%20VF.pdf>
- 56) UPME. (Marzo de 2014). Proyección de Demanda de Energía Eléctrica en Colombia. Obtenido de SIEL:



http://www.siel.gov.co/siel/documentos/documentacion/Demanda/proyeccion_demanda_ee_Mar_2014.pdf

57) Wunder, S. (2005). Payments for environmental services: Some nuts and bolts. CIFOR Occasional Paper No. 42.



11. Anexos

11.1 Supuestos de los modelos de costo beneficio

11.1.1 EJE ESTRATÉGICO 1: Ambiental

MEDIDAS/ACCIONES	SUPUESTOS ESPECÍFICOS	SUPUESTOS GENERALES
Aumento de la cobertura vegetal en cuencas abastecedoras por medio de re-vegetalización pasiva (permitir restauración natural)	<ul style="list-style-type: none"> 10% de aumento en cobertura vegetal a 2040. (aumenta de forma lineal) Existen costos de mantenimiento (mano de obra, fertilizantes, limpieza) 	<ul style="list-style-type: none"> Producción de energía con plantas hídricas de acuerdo al modelo hidrológico de la fase 1 del proyecto El aumento de agua se valora con el precio que paga el consumidor <ul style="list-style-type: none"> Costos de los ecosistemas documento CEPAL Panorama del Cambio Climático
Aumento de cobertura vegetal en cuencas abastecedoras por medio de re-vegetalización activa (acelerar y dirigir la restauración natural)	<ul style="list-style-type: none"> 5% de aumento en cobertura vegetal a 2040. (aumenta de forma lineal) <ul style="list-style-type: none"> No existen costos de mantenimiento 	
Conservación de Ecosistemas naturales	<ul style="list-style-type: none"> En el escenario base se pierde 5% de cobertura vegetal dado que se asume que no se conserva. En el escenario con medida se asume que la cobertura vegetal se mantiene constante 	
Control de la erosión en zonas agrícolas y mineras en cuencas abastecedoras	<ul style="list-style-type: none"> El porcentaje de áreas erosionadas es tomado del Protocolo de degradación de suelo y tierras por erosión (2001) Se agrupan las áreas erosionadas en leve y severa y se presentan costos diferentes de implementación de la medida (la leve cuesta la mitad de la severa) En el escenario con medida se presenta una reducción del 5% de la erosión total de las cuencas, los que representa una recuperación del 15% en erosión leve y severa. 	
Uso eficiente del	<ul style="list-style-type: none"> Se tuvo en cuenta proyecto de uso 	



MEDIDAS/ACCIONES	SUPUESTOS ESPECÍFICOS	SUPUESTOS GENERALES
agua en usos diferentes a la generación eléctrica	eficiente de agua de la Universidad de Tecnológica de Pereira como ejemplo. <ul style="list-style-type: none">• La inversión en la medida se realiza cada 5 años y no presenta costo de mantenimiento	

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

11.1.2 EJE ESTRATÉGICO 2: Optimización En La Generación Y Trasmisión De Energía



MEDIDAS	SUPUESTOS	SUPUESTOS GENERALES
<p>Aumento en la eficiencia de la generación eléctrica con fuentes convencionales</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Se utiliza como escenario base el escenario 5 del Plan de Expansión 2014-2028 de la UPME • Se remplazan las casas de máquinas de las plantas hidroeléctricas que sean mayores a 15 años • El cambio de las casas de máquinas implica unos costos de operación y mantenimiento del 1% de la inversión • La producción de energía hidroeléctrica en el escenario con medida aumenta en 1% • La vulnerabilidad en el escenario con medida se reduce de acuerdo al aumento de eficiencia en la generación 	<ul style="list-style-type: none"> • Se utilizan los porcentajes de participación de la matriz de generación presentada por XM para el 2013
<p>Optimización en la operación de embalses para disminuir la vulnerabilidad</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Se utiliza como escenario base el escenario 5 del Plan de Expansión 2014-2028 de la UPME • Para optimizar los embalses en cadena se les paga a las generadoras que estén aguas arriba y que sean de otra empresa para que produzcan. • La vulnerabilidad en el escenario con medida se reduce de acuerdo al aumento de producción de energía 	<ul style="list-style-type: none"> • Los precios de instalación y operación y mantenimiento de las ENC fueron tomados de “Estimated Cost Of New Renewable And Fossil Generation In California” (California EnergyCommission2014)
<p>Expansión de la capacidad instalada del sistema con plantas térmicas a carbón</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Se utiliza como escenario base la demanda media proyectada por la UPME • Se asume que la participación de la energía térmica a carbón pasa de 5.28 % en el 2014 a 20.28 % en el 2040, teniendo un crecimiento lineal. Este crecimiento genera una disminución en la participación porcentual de la energía térmica a gas y la energía hidroeléctrica. • Se asume que la vulnerabilidad en el escenario con medida es cero. 	

MEDIDAS	SUPUESTOS	SUPUESTOS GENERALES
<p>Expansión de la capacidad instalada del sistema con plantas térmicas a gas</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Se utiliza como escenario base la demanda media proyectada por la UPME • Se asume que la participación de la energía térmica a gas pasa de 21.67% en el 2014 a 36.67 % en el 2040, teniendo un crecimiento lineal. Este crecimiento genera una disminución en la participación porcentual de la energía térmica a gas y la energía térmica a carbón • Se asume que la vulnerabilidad en el escenario con medida es cero. 	
<p>Expansión de la capacidad instalada del sistema con plantas hidroeléctricas</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Se utiliza como escenario base la demanda media proyectada por la UPME • Se asume que la participación de la energía hidroeléctrica pasa de 67.22 % en el 2014 a 82.26 % en el 2040, teniendo un crecimiento lineal. Este crecimiento genera una disminución en la participación porcentual de la energía térmica a gas y la energía hidroeléctrica. • Se asume que la vulnerabilidad en el escenario con medida es cero. 	
<p>Promoción de la generación distribuida</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Se utiliza como escenario base el escenario 5 del Plan de Expansión 2014-2028 de la UPME • El costo de la medida se calculó con base al estudio “Regulación para incentivar las energías alternas y la generación distribuida en Colombia” • La implementación de la medida tiene un costos de operación y mantenimiento del 	

MEDIDAS	SUPUESTOS	SUPUESTOS GENERALES
	<p>1 %</p> <ul style="list-style-type: none"> La vulnerabilidad en el escenario con medida se reduce de acuerdo al aumento de eficiencia por la implementación de generación distribuida 	
Aumento en la eficiencia de la transmisión eléctrica	<ul style="list-style-type: none"> Se utiliza como escenario base el escenario 5 del Plan de Expansión 2014-2028 de la UPME La implementación de la medida tiene un costos de operación y mantenimiento del 1 % La vulnerabilidad en el escenario con medida se reduce de acuerdo al aumento de eficiencia en la transmisión 	

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

11.1.3 EJE ESTRATÉGICO 3: Fuentes No Convencionales De Energía

MEDIDAS	SUPUESTOS	SUPUESTOS GENERALES
Generación y cogeneración con energía solar	<ul style="list-style-type: none"> Se asume que la participación de la energía solar pasa de 0% en el 2014 a 2 % en el 2040, teniendo un crecimiento lineal. Este crecimiento genera una disminución en la participación porcentual de las EC. 	<ul style="list-style-type: none"> Se utiliza como escenario base la demanda media proyectada por la UPME Se utilizan los porcentajes de participación de la matriz de generación presentada por XM para el 2013 Los precios de instalación y operación y mantenimiento de las ENC fueron tomados de
Generación y cogeneración con energía eólica	<ul style="list-style-type: none"> Se asume que la participación de la energía eólica pasa de 0.13 % en el 2014 a 3 % en el 2040, teniendo un crecimiento lineal. Este crecimiento genera una disminución en la participación porcentual de las EC. 	
Generación y cogeneración con energía geotérmica	<ul style="list-style-type: none"> Se asume que la participación de la energía geotérmica pasa de 0% en el 2014 a 2 % en el 2040, teniendo un crecimiento lineal. Este crecimiento genera una disminución en la participación porcentual de las EC. 	

MEDIDAS	SUPUESTOS	SUPUESTOS GENERALES
Generación y cogeneración con biomasa	<ul style="list-style-type: none"> Se asume que la participación de la energía biomasa pasa de 0% en el 2014 a 2 % en el 2040, teniendo un crecimiento lineal. Este crecimiento genera una disminución en la participación porcentual de las EC. 	“Estimated Cost Of New Renewable And Fossil Generation In California” (California EnergyCommission2 014)

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

11.1.4 EJE ESTRATÉGICO 4: Gestión de la Demanda

MEDIDAS	SUPUESTOS	SUPUESTOS GENERALES
Aumento de la eficiencia energética en el sector residencial	<ul style="list-style-type: none"> Se asume que el porcentaje de personas beneficiadas con la medida crece a la misma magnitud que la población del país. BUENAS PRACTICAS <ul style="list-style-type: none"> El paquete de medidas incluye: Acondicionamiento de espacios, calor directo, Concientización usuarios sobre las ventajas de reducir tiempos de uso de electrodomésticos y ajuste de equipos para reducir el consumo de energía. SUSTITUCIÓN DE EQUIPOS La sustitución es de bombillas Incandescentes de 60W por Lámparas Fluorescentes Compactas de 15 W. 	<ul style="list-style-type: none"> Se utiliza la generación eléctrica proyectada con el modelo hidrológico de la fase uno del proyecto. BUENAS PRACTICAS Se asume que el costo de implementación de la medida es un promedio de un paquete de medidas
Aumento de la eficiencia energética en el sector terciario	<ul style="list-style-type: none"> Se asume que el porcentaje de las industrias beneficiadas con la medida crece a la misma magnitud que el PIB del país. BUENAS PRACTICAS El paquete de medidas incluye: Refrigeración, Implementación de sistemas de Gestión integral de la Energía (SGIE), calor directo e iluminación SUSTITUCIÓN DE EQUIPOS Las sustitución es de bombillas incandescentes de 60W por LFC de 15W y de bombillas halógenas de 	<ul style="list-style-type: none"> Se asume que la efectividad de la campaña es de 5 años SUSTITUCIÓN DE EQUIPOS

MEDIDAS	SUPUESTOS	SUPUESTOS GENERALES
	40W por LFC 15W	<ul style="list-style-type: none"> Se asume que la efectividad de la campaña es de 5 años
Aumento de la eficiencia energética en el sector industrial	<ul style="list-style-type: none"> Se asume que el porcentaje de las industrias beneficiadas con la medida crece a la misma magnitud que el PIB del país. <ul style="list-style-type: none"> BUENAS PRACTICAS <ul style="list-style-type: none"> El paquete de medidas incluye: <ul style="list-style-type: none"> Acondicionamiento de espacios, refrigeración e Implementación de sistemas de Gestión integral de la Energía (SGIE) SUSTITUCIÓN DE EQUIPOS La sustitución es de lámparas incandescentes de 60W por LFC de 15W, de lámparas de Metal Halide de 400W por Lámparas Fluorescentes (T5 HO) de 65W y de lámparas de Mercurio de 400W por Lámparas de Sodio de 150W 	

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

11.1.5 EJE ESTRATÉGICO 5: Medidas Institucionales

MEDIDAS	SUPUESTOS	SUPUESTOS GENERALES
Fortalecimiento de la gestión de la información para la toma de decisiones en adaptación del sector	<ul style="list-style-type: none"> La producción de energía en el escenario con medida es igual a la del escenario base El costo de la medida es el doble de la inversión que el IDEAM y las CAR's realizan para el fortalecimiento de la información actualmente. 	<ul style="list-style-type: none"> Se utiliza como escenario base el escenario o del plan de expansión 2014-2028 de la UPME

MEDIDAS	SUPUESTOS	SUPUESTOS GENERALES
Fortalecimiento de la capacidad de observación y reacción ante eventos climáticos extremos	<ul style="list-style-type: none"> • La producción de energía en el escenario con medida es igual a la del escenario base • Se asume que los eventos extremos que afectan al sector son los fenómenos de la Niña y Niño • Los costos para el fenómeno de la Niña fueron tomados de “Valoración de daños y pérdidas Ola invernal en Colombia 2010-2011” (CEPAL BID) • Se asumió que la probabilidad de ocurrencia de los fenómenos en el periodo de estudio iba a ser igual que en el periodo inmediatamente anterior. • Con la implementación de la medida la magnitud de los daños se reduce en un 50 % • El costo de la medida es el doble de la inversión que el UNGRD realiza para la capacidad de observación y reacción ante eventos climáticos extremos 	<ul style="list-style-type: none"> • Existe vulnerabilidad en el escenario base • La vulnerabilidad es cero en los escenarios con medida
Inclusión de los posibles efectos del Cambio Climático en la planificación del sector eléctrico	<ul style="list-style-type: none"> • La producción de energía en el escenario con medida es igual a la del escenario base • El costo de la medida es el doble de la inversión que la UPME realiza para la planificación del sector 	
Impulso a conexiones internacionales	<ul style="list-style-type: none"> • La producción de energía en el escenario con medida es la del escenario 14 del plan de expansión 2014-2028 de la UPME • El costo de la medida es el costo del proyecto de interconexión eléctrica entre Colombia y Panamá, la información fue tomada del “Ejecución de la Hoja de Ruta para la Viabilidad del Proyecto de Interconexión Eléctrica Colombia – Panamá” (BID 2014). 	

Fuente: Elaboración propia OPTIM Consult SAS

11.2 Asistentes a los Talleres de Validación realizados

11.2.1 Taller 1 – 26 de Agosto 2014

REUNION:		LUGAR:		FECHA:		HORA:	
Leonardo Camacho		R. Barbosa UPMET		26 de agosto de 2014		3 pm	
Rafaelye Gomez P		Consultora		E-mail		TELEFONO	
Dany Triana Franco		Consultor		Santiago optimconsult.com		3214467	
Eduardo Valle		Consultor - CRM		marcela.honlaga@upme.gov.co		3214467	
Marcela Bonilla		Responsable VPME		Flora Sosa		5102809	
Felipe Gomez		Consultor		william.honlaga@upme.gov.co		2220662	
William Honlaga		Prop. ESP.		angelica.arenas@pehurlin.esp.gov.co		302407010	
Mara Angeli Hernandez		Consultora		Cristhina Alvarez		3024449125	
Cristhina Alvarez		Consultora		DCCQuintero@minambiente.gov.co		3024449125	




LISTA DE ASISTENCIA

Cta. 50 Nro. 26 - 20
 P.O. Box 1571
 FAX: (57) 1 2219507
 Bogotá D.C. Colombia
www.upmme.gov.co



11.2.2 Taller 2 – 16 de Septiembre de 2014

NGRD		REGISTRO DE ASISTENTES		UNIDAD NACIONAL PARA LA GESTIÓN DEL RIESGO DE DESASTRES		UNGRD		CODIGO: FR-1503-GD-10		VERSION: 01	
TEMA O NOMBRE DE LA CAPACITACION O DE LA REUNION		CIUDAD		FECHA		EVENTO ORGANIZADO		ABERTARIO O LUGAR		HORA	
Reunión preparatoria Taller Energía, mediciones de AEC, subsector eléctrico por Bogotá		September 16/2014		MIME, NATEC, UNPE y UNGRD		Sala 6 / UNGRD		3:30 pm			
Nº	NOMBRES Y APELLIDOS	ENTIDAD O DEPENDENCIA	CARGO	TELEFONO	CORREO ELECTRONICO	FRMA					
1	Andrés Zapata Gómez	UNGRD/SRE	Coordinador	3100031234	andres.zapata@gestiondelriesgo.gov.co						
2	Santiago Kary	OPTIM	Gerente Técnico	3002293734	santiago.kary@optimconsult.com						
3	Victor Wexler	UPME	Anal. Operativo	2226801	victor.wexler@upme.gov.co						
4	Catalina Concha P.	OPTIM	Consultora	300559799	catalina.concha@optimconsult.com						
5	Catalina Quinto Parra	MAD/DCL	Coordinadora	300448173	catalinaquinto@minambiente.gov.co						
6	Ginae A. Mentoka P.	MIME/DMS	Asesor Ambiental	310248205	gamentoka@minambiente.gov.co						
7											
8											
9											
10											
11											
12											
13											
14											
15											
16											
17											

11.2.3 Taller 3 - 26 de Septiembre de 2014

Taller 2

Fecha 26 de Septiembre
Lugar Hotel Santa Barbara Real

Nombre	Entidad	Teléfono	celular	Correo Electrónico
Sofia Roa Lozano	UNGRD		3017890821	sofia.roa@gestiondelriesgo.gov.co
Nelson Parra Trujillo	Of. Asuntos regionales		3118483231	nparra@minminas.gov.co
Diego Grajales Campos		3840520		ambiental@acplgen.org.co
Catalina Quintero Pinzón	Min Ambiente		3004948123	dcquintero@minambiente.gov.co
Andrea Zapata	Gestión del riesgo			andrea.zapata@gestiondelriesgo.gov.co
Mónica Isaza	ANDESCO	6167611	3123793987	monica.isaza@andesco.org.co
Henry Zapata Lemus	UPME	2220601		henryzapata@upme.gov.co
Juan Fernando Patiño	ISA	(57)-(4)-3157579		jpatino@isa.com.co

11.2.4 Taller 4 - 28 de Octubre de 2014

Taller Validación Medidas de Adaptación
28 de Octubre de 2014

Nombre	Entidad	Correo electrónico	Teléfono/ celular	Firma
Correas Alberto Patro Bobledo	EPSA	goparino@epsa.com.co	3102155972	
David Andrés Galano	EPM	David.galano@epm.com.co	3122172395	
Diana Cristina Cantor	Isagen	dicantor@isagen.com.co	3004555180	
Bryan TEJANO	Acoben	direccinregulacion@acoben.org.co	3040520	
Diego A. Grajales	Acelgen	ambiente@acelgen.com.co	3840587/sistemas	
Luis F. Partho c.	SPM	luis.partho@spm.com.co	3802242/300670079	
berg hinyam luis R.	Colser	luis@colser.com	3108994052	
Ricardo Quintero Madera	Emgesa	rguintero@emgesa.com.co	2196790	
Stephania C. Méndez Gerardino	Emgesa	zmendez@emgesa.com.co	3190330	
Imael León Trujillo	OPTIM	oenergias@optim.com	3152781111	
ANA MARIA FELIZ DIAZ	Emgesa	afeliza@emgesa.com.co	2740358	
MARCELA QUINTERO	Emgesa	mqquintero@emgesa.com.co	2740428	



Nombre	Entidad	Correo electrónico	Teléfono/ celular	Firma
Freddy Martínez	Ao Milway	Freddy.martinez@ao.com	4079555	NA
Catalina Quintero	MAO/DEC	CCQuintero@ministerio.gov.co	300998773	CCQ
Mona Angelier Arenas	UNGE/DIR	angelia.arenas@gethumboldt.gov.co	302407010	AA
Hector Henao	UPUE			
Marcelo Bernal	UPUE			
Carlos Ramirez	OPTIM			
Santiago Arango	OPTIM	Santiago@optimconsult.com		
Catalina Gancedo	OPTIM	agancedo@optimconsult.com	3219464	
Catalina Gancedo	OPTIM	cgancedo@optimconsult.com	3188808693	
Edwidge Jimbe	OPTIM	edwidge@optimconsult.com	3219464	



11.2.5 Taller 5 - 21 de Noviembre de 2014



CONSULTORIA AMBIENTAL E ESTRATEGICA

Taller de validación de las medidas de adaptación al cambio climático
21 de Noviembre de 2014

Nombre	Dependencia	Teléfono / Celular	Correo electrónico	Firma
Hector Hernandez Herrera	Remando	3118790732	hch@masunivapunt.gov.co	
Ma Angelica Arenas A.	SRE-UNICED	3202401010	angelica.arenas@univapunt.gov.co	
Catalina Quintero Rivas	DCC/MAU	3009490125	ccquintero@univapunt.gov.co	
Diana Hernandez	SUN / DNP	3105530174	dherandez@dnp.gov.co	
Andrés Zapata Gómez	UNICED / SRE	3102031234	andres.zapata@univapunt.gov.co	
Carolina A. Ramirez Esquivel	Computor	3163905140	cararamez@univapunt.gov.co	
Guilherme Lora	UNICED	3112611177	g.lora@univapunt.gov.co	
José de la Vigne	consultor	3158145783	josede@univapunt.gov.co	
William Javier Heras	UPME	3102157553	williamheras@upme.gov.co	
Zimmer León et al	Consultor	3125370111	zimmerleon@univapunt.gov.co	
Catalina Correa	Asesora	3219464	ccorrea@univapunt.gov.co	
Catalina García	Consultora	3214467	cgarcia@univapunt.gov.co	