

**INCORPORACIÓN DE PLANTAS MENORES DE GENERACIÓN AL MERCADO  
DE ENERGÍA COLOMBIANO Y NEGOCIACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA  
GENERADA**

**RONALD JAVIER CHACÓN ENCISO**

**LUIS EDUARDO LEIVA MUTIS**

**UNIVERSIDAD EAFIT  
ESCUELA DE ADMINISTRACIÓN  
MAESTRIA EN ADMINISTRACIÓN DE EMPRESAS  
BOGOTÁ D.C.  
2016**

**INCORPORACIÓN DE PLANTAS MENORES DE GENERACIÓN AL MERCADO  
DE ENERGÍA COLOMBIANO Y NEGOCIACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA  
GENERADA**

**RONALD JAVIER CHACÓN ENCISO**

**LUIS EDUARDO LEIVA MUTIS**

**Trabajo de Grado para optar al título de Magister en Administración de  
Empresas - MBA**

**ASESOR TEMATICO**

**ÓSCAR EDUARDO MEDINA ARANGO**

**ASESORA METODOLOGICA**

**MONICA HENAO CALAD**

**UNIVERSIDAD EAFIT  
ESCUELA DE ADMINISTRACIÓN  
MAESTRIA EN ADMINISTRACIÓN DE EMPRESAS  
BOGOTÁ D.C.  
2016**

**NOTA DE ACEPTACION**

---

---

---

---

---

**PRESIDENTE DEL JURADO**

---

**JURADO**

---

**JURADO**

**BOGOTÁ D.C, JUNIO DE 2016**

## DEDICATORIA

*A Dios por todas las bendiciones, a mi esposa Fabiana por su amor y apoyo incondicional, a mis hijos Sebastián y Samuel, a quienes amo con todo mi corazón, a Mari por ser mi ejemplo de disciplina, responsabilidad y gestión administrativa.*

**Ronald**

*A Alexandra y Estefanía, quienes soportaron las largas ausencias, inclusive, estando junto a ellas. Sin su comprensión y respaldo, nunca habría alcanzado este logro.*

**Luis**

## CONTENIDO

	Pag.
INTRODUCCION .....	12
1. MARCO REFERENCIAL Y CONCEPTUAL .....	14
1.1. MODELO DE NEGOCIO DE GENERACIÓN EN COLOMBIA .....	14
1.2. ENTORNO DEL MODELO DE NEGOCIO.....	16
1.3. EVOLUCIÓN DEL MODELO DE NEGOCIO DADO UN ENTORNO CAMBIANTE ..	19
1.4. NECESIDAD U OPORTUNIDAD DE CAMBIO EN LA ESTRATEGIA .....	20
2. MARCO METODOLÓGICO PARA DEFINIR EL PROCESO DE INCORPORACIÓN DE PLANTAS MENORES DE GENERACIÓN AL MERCADO DE ENERGÍA COLOMBIANO Y NEGOCIACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA GENERADA.....	21
2.1. PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN.....	21
2.2. TIPO DE ESTUDIO.....	22
2.3. RECOLECCIÓN DE DATOS.....	23
2.4. ANÁLISIS DE DATOS .....	23
2.5. JUSTIFICACIÓN DEL TRABAJO DE GRADO EN TÉRMINOS DEL MBA .....	24
3. ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO.....	25
3.1. ESTRUCTURA .....	26
3.1.1. Ministerio de Minas y Energía (MINMINAS) .....	26
3.1.2. Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME).....	26
3.1.3. Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).....	26
3.1.4. Expertos en el Mercado (XM).....	27
3.1.5. Centro Nacional de Operación (CNO) .....	27
3.1.6. Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) .....	28
3.2. AGENTES DEL MERCADO .....	28
3.2.1. Generación.....	28
3.2.2. Transmisión.....	29
3.2.3. Distribución.....	30
3.2.4. Comercializador.....	30
3.3. USUARIOS DE ENERGÍA.....	31
3.3.1. Usuario Regulado.....	31

3.3.2. Usuario No Regulado .....	31
4. CONTEXTO GENERACIÓN PLANTAS MENORES DE ENERGÍA .....	33
4.1. SITUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA DE GENERACIÓN COLOMBIANO.....	33
4.1.1. Capacidad Instalada .....	33
4.1.2. Precio de Energía Generada.....	36
4.1.3. Remuneración.....	39
4.2. GENERACIÓN DE PLANTAS MENORES DE ENERGÍA EN COLOMBIA .....	40
4.2.1. Situación Actual de las Plantas Menores de Energía.....	41
4.2.2. Caracterización de las Plantas por Tipo de Despacho (Energía y Cantidad de Centrales) .....	42
4.2.3. Caracterización de plantas por tipo de tecnología (energía y tipo de tecnología)	42
4.2.4. Historia de puesta en operación de plantas de generación en Colombia.....	43
4.3. CONTRIBUCIÓN DE LA GENERACIÓN PLANTAS MENORES EN EL MERCADO	45
4.4. PROPIETARIOS O REPRESENTANTES DE PLANTAS MENORES ANTE EL MERCADO .....	46
5. PLANTAS MENORES EN PROCESO DE INCORPORACIÓN.....	48
5.1. PROCESO DE INCORPORACIÓN.....	48
5.2. COSTOS DE PROYECTOS DE GENERACIÓN .....	50
6. PROCESO PARA REALIZAR LA INCORPORACIÓN DE UN PROYECTO DE GENERACIÓN DE PLANTAS MENORES .....	53
6.1. REGISTRO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN ANTE LA UPME .....	53
6.1.1. Fase 1 .....	54
6.1.2. Fase 2 .....	54
6.1.3. Fase 3 .....	55
6.2. SOLICITUD DE LICENCIA AMBIENTAL ANTE LA AUTORIDAD NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES ANLA O CORPORACIÓN AUTÓNOMA REGIONAL.....	55
Fuente: ANLA .....	61
6.3. PROCEDIMIENTO PARA CONECTAR UNA PLANTA MENOR A UN OPERADOR DE RED .....	62
6.3.1. Procedimiento para Conectar una Planta Menor a un Operador de Red sin Expansión de Red.....	62
6.3.2. Procedimiento para conectar una planta menor a un operador de red sin expansión de red.....	63

6.4.	ENTRADA EN OPERACIÓN COMERCIAL DE PLANTAS DE GENERACIÓN NO DESPACHADAS CENTRALMENTE.....	63
6.4.1.	Enviar notificación del proyecto al CND .....	65
6.4.2.	Enviar comunicación firmada por el OR o TN informando capacidad de transporte 65	
6.4.3.	Constitución de garantías .....	66
6.4.4.	Información al CND con seis meses de anticipación .....	66
6.4.5.	Información al CND con noventa días de anticipación.....	68
6.4.6.	Información al CND con cuarenta y cinco días de anticipación.....	69
6.4.7.	Información al CND con treinta días de anticipación.....	70
6.4.8.	Registro del promotor del proyecto como agente generador .....	71
6.4.9.	Registro de las fronteras comerciales ante el ASIC .....	72
6.4.10.	Información al CND con siete días de anticipación .....	72
6.4.11.	Información al CND con tres días de anticipación .....	72
6.4.12.	Declaración de entrada en operación de la unidad y/o planta.....	72
6.4.13.	Resolución CREG 106 de 2016, establece.....	74
6.4.14.	Entrada en Operación el Proyecto .....	76
6.5.	REGISTRO DE FRONTERAS DE GENERACIÓN ANTE EL MERCADO MAYORISTA.....	76
6.5.1.	Estudio de la solicitud de Registro .....	76
6.5.2.	Publicación de la información del registro por parte del ASIC.....	76
6.5.3.	Revisión y aclaraciones a la solicitud de registro.....	76
6.5.4.	Fecha de registro .....	77
6.5.5.	Observaciones y modificaciones posteriores a la fecha de registro .....	77
7.	ESQUEMA DE COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA .....	78
7.1.	NEGOCIACIÓN DE VENTA DE ENERGÍA DE PNDC .....	79
7.2.	MODALIDAD DE VENTA.....	80
7.3.	MODALIDAD DE PRECIOS .....	81
7.4.	VIGENCIA DEL CONTRATO .....	82
7.5.	CONTRAPARTE .....	86
7.6.	GARANTÍAS .....	88
7.7.	CONDICIONES DE PAGO .....	89
7.8.	FECHA DE INICIO DEL SUMINISTRO.....	89

7.9. REPRESENTACIÓN ANTE EL MERCADO .....	91
8. CONCLUSIONES.....	93
BIBLIOGRAFÍA.....	95
ANEXOS.....	97
Anexo 1. PLANTAS MENORES EN OPERACIÓN A MAYO DE 2015 .....	97
Anexo 2. FORMATO DE REGISTRO DE PROYECTOS FASE 1.....	105
Anexo 3. FORMATO DE REGISTRO DE PROYECTOS FASE 2.....	106
Anexo 4. FORMATO DE REGISTRO DE PROYECTOS FASE 3.....	109
Anexo 5. OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME .....	120
Anexo 6. FUNCIONES DEL CENTRO NACIONAL DE DESPACHO (CND) .....	123
Anexo 7. GARANTÍA A LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE .....	124
Anexo 8. GARANTÍAS A LOS PROYECTOS DE EXPANSIÓN.....	125
Anexo 9. ACUERDO CON 601 .....	130
Anexo 10. CÓDIGO DE CONEXIÓN .....	140
Anexo 11. EXPANSIÓN Y ACTIVOS PARA INCORPORAR O CONECTAR AL SIN .....	148
Anexo 12. CÓDIGO DE CONEXIÓN .....	151
Anexo 13. ACUERDO DEL CON 646.....	156
Anexo 14. CÓDIGO DE CONEXIÓN .....	160
Anexo 15. SEÑALES DISPONIBLES EN SOE .....	164
Anexo 16. ACUERDO CON 646.....	181
Anexo 17. REGISTRO DE PROMOTOR .....	188
Anexo 18. CALENDARIO DE PRUEBAS.....	190
Anexo 19. ACUERDO CNO 531 – ANEXOS 4 Y 5 .....	193
Anexo 20. MODELO DE RAMPAS.....	197
Anexo 21. RETIRO O REINGRESO DE PLANTAS DE GENERACIÓN.....	199
Anexo 22. AJUSTES A DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN .....	201

## LISTA DE TABLAS

	Pag.
<b>Tabla 1.</b> Comportamiento de la Demanda de Energía Regulado, No regulado y Actividades Económicas (GWh). .....	32
<b>Tabla 2.</b> Capacidad Instalada por Región y tecnología .....	34
<b>Tabla 3.</b> Precio Promedio Ponderado de Contratos. ....	38
<b>Tabla 4.</b> Escenario de incorporación de plantas de generación .....	39
<b>Tabla 5.</b> Histórico de Precio, Demanda y Oferta de Energía en Colombia .....	40
<b>Tabla 6.</b> Proyectos de Generación Registrados Ante la UPME en Febrero de 2008.....	48
<b>Tabla 7.</b> Proyectos registrados ante la UPME en marzo de 2014.....	48
<b>Tabla 8.</b> Categorías de clasificación de proyectos de generación de la UPME .....	50
<b>Tabla 9.</b> Costos de proyectos registrados. ....	51
<b>Tabla 10.</b> Listado de permisos para desarrollar proyecto Térmicos o Hídricos.....	57
<b>Tabla 11.</b> Actividades Permitidas por Agente .....	91

## LISTA DE GRÁFICOS

	Pag.
<b>Gráfico 1.</b> Esquema institucional del mercado eléctrico.....	25
<b>Gráfico 2.</b> Capacidad Instalada por Agente (MW).....	28
<b>Gráfico 3.</b> Líneas de Trasmisión por NT (km).....	29
<b>Gráfico 4.</b> Longitud de Redes por Agente Trasmisor.....	29
<b>Gráfico 5.</b> Demanda de energía por operador de Red y región Agregada 2015.....	30
<b>Gráfico 6.</b> Energía Facturada por Principales Comercializadores 2015 GWH.....	30
<b>Gráfico 7.</b> Capacidad Instalada por Tecnología.....	34
<b>Gráfico 8.</b> Capacidad Instalada por Generador.....	35
<b>Gráfico 9.</b> Generación mensual por tipo de Central.....	35
<b>Gráfico 10.</b> Histórico mensual de Generación por tipo de Energía.....	36
<b>Gráfico 11.</b> Precio promedio por kWh en contratos y Bolsa.....	36
<b>Gráfico 12.</b> ENFICC verificada vs proyecciones de demanda estimada en Noviembre 2014.....	40
<b>Gráfico 13.</b> Cantidad y Capacidad de Plantas Menores Instaladas en Colombia.....	42
<b>Gráfico 14.</b> Cantidad de Plantas por Tipo de Despacho y Tipo de Tecnología.....	42
<b>Gráfico 15.</b> Capacidad de Plantas por Tipo de Despacho y Tipo de Tecnología.....	43
<b>Gráfico 16.</b> Cantidad de Plantas Menores vs Plantas Instaladas.....	44
<b>Gráfico 17.</b> Capacidad Instalada Generación (MW) Plantas Menores vs Plantas Instaladas.....	44
<b>Gráfico 18.</b> Generación plantas menores GWh (Ene 2014 a Abr 2015).....	46
<b>Gráfico 19.</b> Cantidad de plantas menores por agente.....	46
<b>Gráfico 20.</b> Capacidad de plantas menores por Agente.....	47
<b>Gráfico 21.</b> Proyectos de generación registrados en la UPME por estado de vencimiento.....	49
<b>Gráfico 22.</b> Registros de Proyectos de Generación UPME por Estado de Vencimiento....	49
<b>Gráfico 23.</b> Cantidad y capacidad de proyectos con registro vigente ante la UPME.....	50
<b>Gráfico 24.</b> Componente de generación en la formula tarifaria del mercado regulado.....	84
<b>Gráfico 25.</b> Precio Promedio Compra en Contratos para el Mercado Regulado.....	85
<b>Gráfico 26.</b> Margen entre oferta y demanda.....	86
<b>Gráfico 27.</b> Evolución del precio de Bolsa.....	89

## **RESUMEN**

La incorporación de plantas menores de generación al mercado de energía colombiano y negociación de la energía eléctrica generada, es un análisis del modelo de negocio de la generación de energía en Colombia y su entorno, que aborda una de las perspectivas hacia la cual se vislumbra el crecimiento y desarrollo de este sector: las plantas menores. En este documento se estructura el proceso requerido para la puesta en operación comercial de nuevos proyectos, y se presenta como una herramienta concreta que permitirá a inversionistas conocer y dar cumplimiento a la amplia normatividad jurídica, técnica, regulatoria y ambiental del sector eléctrico colombiano, y a su vez, comercializar los kilovatios hora producidos.

## **PALABRA CLAVE**

Plantas menores de generación de energía eléctrica. Modelo de negocio. Entorno del modelo de negocio. Operación comercial plantas de generación. Comercialización de energía. Regulación.

## **ABSTRACT**

The incorporation of small generation plants in the Colombian energy market and trading of electricity generated, is an analysis of the business model of power generation in Colombia and its environment, addressing one of the prospects to growth and development sector, the smaller plants. In the document is structured the process required for commercial operation of new projects as a concrete tool that would allow investors know and comply with the extensive legal norms, technical and regulation of Colombian electricity sector as well as the negotiation and sale of kilowatt hours produced.

## **KEY WORDS**

Small power generation plants. Business model. Environment business model. commercial operation power generation plants. Energy trading. Regulation.

## INTRODUCCION

Históricamente, el crecimiento económico de un país, y en el caso específico de Colombia, ha ido de la mano del crecimiento de la demanda eléctrica. No obstante que en los últimos años esta condición no tiene una correlación uno a uno, no deja de ser una realidad que el crecimiento demográfico, industrial y comercial genera crecimiento de la demanda eléctrica, la cual debe ser cubierta con la entrada de nueva generación.

Por otra parte, la realidad actual, asociada a la conciencia ambiental y la protección de las comunidades, hace que una empresa que decida iniciar un nuevo proyecto de generación sea más prudente en su planeación y estudio, o que opte por aquellos proyectos de menor impacto social y ambiental, mejor recuperación financiera y menor tiempo de ejecución.

Estas últimas características las cumplen las plantas menores de generación, ya sean Pequeñas Centrales Hidroeléctricas o Plantas Térmicas Menores a boca de pozo.

Es tal vez por esta razón que en los últimos años han surgido nuevas empresas, que están empeñadas en sacar adelante estos proyectos, aportando al crecimiento del país. El origen de estas compañías es variado: Desde ex empleados del sector eléctrico que deciden crear empresa propia en el mismo sector, pasando por representantes de la academia, hasta compañías de ingeniería civil, quienes han participado, en su respectivo rubro, en otros proyectos desarrollados por las grandes empresas del sector.

En general, una característica que abarca a casi todas estas empresas, es que, si bien su conocimiento técnico es bueno, es escaso el conocimiento que poseen sobre el mercado eléctrico colombiano, el cual se diferencia de otros por su complejidad, exceso de regulación, gran cantidad de actores y organizaciones que en él participan, y por la dispersión de la información necesaria para llevar una planta de generación al mercado.

Ante esta situación, este trabajo pretende ser un aporte valioso para guiar a los nuevos desarrolladores de planta de generación a llevarlas al mercado, mediante una descripción de sus actores, su regulación, los pasos a seguir para conseguir licencias y permisos, y en especial, para negociar la venta de energía de estas plantas.

En búsqueda de lograr este propósito hemos recurrido al análisis de la regulación de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, a los documentos emitidos por el Consejo Nacional de Operación, la Agencia Nacional de Licencias Ambientales, y, en general, las diferentes organizaciones que de una u otra forma hacen parte de la cadena de valor.

Por otra parte, en lo que respecta a la negociación de energía, por supuesto, se aplican todas las técnicas propias de este aspecto: negociación por intereses y no por posiciones, conocimiento de la contraparte, contexto cultural, etc. Sin embargo, al ser el sector eléctrico un campo complejo, y teniendo en cuenta que no existe, al menos conocido por nosotros, ningún material escrito sobre cómo comprar y vender energía de pequeñas centrales de generación, hemos recurrido al conocimiento propio adquirido en estos años de trabajo en el sector eléctrico, en especial en la comercialización de energía eléctrica, para hacer una descripción de los mecanismos de negociación y de los aspectos a tener en cuenta, con el propósito de que sea considerada esta propuesta como una referencia básica.

## **1. MARCO REFERENCIAL Y CONCEPTUAL**

### **1.1. MODELO DE NEGOCIO DE GENERACIÓN EN COLOMBIA**

Toda iniciativa empresarial debe estar desarrollada a partir de un modelo de negocio que permita definir la estructura sobre la cual esta soportada la creación de valor (Oferta de productos o servicios, clientes, elaboración del producto o servicio, generación de ingresos y viabilidad financiera).

El marco conceptual de la incorporación de plantas menores de generación al mercado de energía colombiano y negociación de la energía eléctrica generada está asociado al ámbito de los modelos de negocio, haciendo énfasis en recursos claves y fuente de ingresos requeridos para su implementación. Adicionalmente se construye a partir del análisis del entorno y la evolución del modelo de negocio de la generación de energía.

El modelo de negocio debe responder a las siguientes preguntas ¿Quién es el cliente? ¿Qué valora el cliente? ¿Cómo le entregamos valor al cliente? y ¿Cómo hacemos dinero con este negocio? El objetivo es dar un producto o servicio que responda a las necesidades del cliente y plantee una alternativa que mejore a las existentes (Magretta, 2002.).

Magretta (2002) plantea que un modelo de negocio es exitoso si es coherente, logra las expectativas del cliente (historia) y financieramente es rentable (números).

Un modelo de negocio exitoso tiene los siguientes componentes (Christensen, 2008):

- Propuesta de valor al cliente: Definir el cliente objetivo, resolver las barreras que impiden que las personas cumplan sus necesidades a satisfacción, realizar oferta que satisfaga las necesidades y expectativas.
- Formula de utilidad: Establecer la forma como se pueden generar ingresos, modelo de ingresos, a través de la estructura de costos, margen esperado, velocidad de rotación de recursos.
- Recursos Claves: Que recursos humanos, infraestructura, alianzas se requieren para desarrollar productos o servicios que generen valor a los clientes.
- Procesos Claves: Cómo se administra o fusionan los recursos a través de actividades y procesos para lograr un acople que permita entregar valor. De igual forma definir reglas, métricas y normas.

Un modelo de negocio describe la forma como una organización crea, entrega y captura valor. El modelo de negocio es la estructura para desarrollar la estrategia a través de estructuras organizacionales, procesos y sistemas de la organización (Osterwalder, 2009).

El concepto de modelo de negocio de Osterwalder está compuesto por nueve bloques que cubren las áreas principales para el desarrollo de un negocio: segmento de clientes, propuesta de valor, canales de distribución, relación con el cliente, flujo de ingresos, estructura de costos, recursos claves, red de asociados y actividades claves.

El segmento de clientes es el grupo de empresas o personas a las cuales se les crea valor con un producto o servicio. Cada grupo puede tener diferentes necesidades, estructura de costos, estrategias de distribución o incentivos. Para el caso de las empresas de generación de energía eléctrica, los clientes pueden ser las empresas distribuidoras de energía, el mercado de energía, o directamente los usuarios finales, regulados o no regulados.

La propuesta de valor es la descripción del producto o servicio identificando para quien producen valor. Es el elemento diferenciador que hace que los clientes tomen la opción de compra frente a otros competidores. Para el caso de las empresas de generación el producto es la energía eléctrica, la propuesta de valor entre las empresas radica en atributos como: La capacidad de generación, los esquemas de contratación, la confiabilidad en el suministro, la gestión comercial y el precio el cual varía dependiendo del segmento de cliente a atender.

Los canales de distribución corresponden al mecanismo mediante el cual se hace entrega de la propuesta de valor al cliente. En el caso de la energía eléctrica con canales de distribución son las redes de transmisión, subtransmisión y distribución, las cuales por ahora son monopolios naturales por zona geográfica. Cada kilovatio transportado paga un cargo por uso de las redes.

La relación con el cliente para las empresas de generación está determinada por la relación comercial para el desarrollo de contratos de venta de energía al momento de licitar en convocatorias de comercializadores, la gestión comercial para venta de energía en el mercado spot y el servicio como comercializador de energía, principalmente, por procesos de servicios de valor agregado, conexos al suministro de energía y medida, en el caso de generadores comercializadores.

La fuente de ingresos es la forma como la empresa genera su flujo de caja. En el caso de las empresas de generación corresponde a los modelos y procesos requeridos para realizar la venta de la energía generada. Este elemento es abordado de manera profunda en el presente documento, en especial mostrando

el esquema de comercialización de la energía producida por las plantas menores de generación.

Los recursos claves son los fundamentales para garantizar que el proyecto empresarial funcione, son los recursos que permiten ofrecer la propuesta de valor identificada, así como los elementos que se necesitan para operar, funcionar y colocar en operación comercial. En el caso de las empresas de generación, los recursos claves son las plantas de generación que tienen diversidad de capacidades y tecnologías.

La estructura de costos define el costo de la operación del negocio, en el caso de las plantas de generación, los costos son financieros, de capital y administración, operación y mantenimiento.

Las alianzas claves son las sinergias que permiten que el negocio opere, en el caso de los generadores están constituidas por empresas para la instalación de las plantas, suministros y elementos para su mantenimiento y operación.

Las actividades claves describen las acciones que la empresa debe realizar para que esta funcione adecuadamente y cumpla con la propuesta de valor. De igual forma, está asociada a las actividades claves para la entrada al mercado, la estrategia de operaciones y de generación de ganancias. Sobre este elemento del modelo de negocio se centra el presente trabajo de grado, teniendo en cuenta que dado el entorno del modelo de negocio de generación se prevé, que a futuro, la infraestructura de generación tiende a ser de dos tipos: el primero, las energías renovables, y el segundo, a la puesta en operación comercial de pequeñas plantas de generación. En este sentido el trabajo de grado proporciona todos los elementos, normativos y técnicos, requeridos para la entrada de este último.

## **1.2. ENTORNO DEL MODELO DE NEGOCIO**

Los modelos de negocio se diseñan y aplican en entornos específicos. El conocimiento profundo del entorno donde se lleva a cabo la organización permite definir modelos de negocio exitosos y competitivos (Osterwalder, 2009). El negocio de generación en Colombia se desarrolla en un mercado altamente regulado, con una estructura institucional amplia en funciones y roles específicos definidos por la ley colombiana. El conocimiento de este marco normativo, tan extenso y denso, es necesario para el desarrollo y puesta en operación de plantas de energía en Colombia.

El análisis de los entornos de negocio ha cobrado especial relevancia, en especial por el cambio de condiciones como la complejidad del panorama económico, la evolución tecnológica, las innovaciones disruptivas, entre otros. En el caso de los

grandes proyectos de infraestructura como lo son los proyectos de generación, el entorno ha cambiado principalmente por los desafíos ambientales, el endurecimiento de las restricciones para obtener permisos, la disponibilidad de recursos económicos para su desarrollo, la gestión de comunidades y su compensación.

El entorno externo es como un espacio de diseño donde se deben considerar las variables como factores de diseño, a tener en cuenta para que el producto, en este caso el modelo negocio, sea el más adecuado para el entorno en el cual se realiza (Osterwalder, 2009). El profundo conocimiento del entorno permite definir la dirección que debe tomar la empresa en el futuro.

De acuerdo a Osterwalder, el entorno del modelo de negocio considera el contexto, los factores de diseño y las restricciones. Las cuatro áreas más relevantes para su análisis son: las fuerzas del mercado, las fuerzas de la industria, tendencias claves y fuerzas macroeconómicas.

En las fuerzas del mercado se deben analizar los siguientes factores:

- Cuestiones de mercado: Variables que impulsan y transforman el mercado desde la perspectiva del cliente y la oferta.
- Segmentos de mercado: principales segmentos, nuevos segmentos y su capacidad generadora de ingresos.
- Necesidades y demandas: Identifica las necesidades del mercado y si estas se encuentran atendidas.
- Costos del cambio: costos del cambio de los clientes hacia la competencia.
- Capacidad generadora de ingresos: variables relacionadas con la capacidad de generación de ingresos y políticas de fijación de precios.

En el caso de la industria de la generación en Colombia, el mercado está definido por comercializadores y usuarios de regulados o no regulados, los cuales son abordados en los siguientes capítulos.

En las fuerzas de la industria se deben analizar los siguientes factores:

- Competidores (incumbentes): Competidores en la misma área de influencia y fortalezas
- Nuevos Jugadores (Tiburones): Identificar nuevos jugadores y si compiten con un modelo diferente
- Productos y servicios sustitutos: Identificar posibles productos sustitutos al del modelo propio que proceden de otros mercados e industrias
- Proveedores y otros actores de la cadena: Principales proveedores de la cadena de valor y nuevos jugadores incumbentes.

- Inversores: Actores que pueden influir en la empresa y en el modelo de negocio.

En un mundo cada vez más sensible a los impactos ambientales y sus consecuencias, el negocio de la generación de energía eléctrica se ve claramente influenciado por la necesidad de generar de manera más limpia y con el menor impacto posible. Es así como la microgeneración, tecnologías de generación sin emisión de contaminación y las energías renovables se presentan como grandes hipótesis hacia donde tenderá la industria en el corto plazo.

En las tendencias claves tenemos:

- Tendencias tecnológicas: Identificar las tendencias tecnológicas que pueden poner en peligro el modelo de negocio, permitir su evolución o mejora. En el caso de la industria de generación existen tendencias tecnológicas en proceso de desarrollo, como la generación mediante tecnologías renovables, la capacidad de clientes y usuarios de poder realizar la generación y cogeneración, y el desarrollo de equipos de mayor eficiencia en tecnologías convencionales.
- Tendencias normalizadoras: Describe las normas o tendencias normativas que afectan el modelo de negocio. En el caso del mercado de generación en Colombia, es necesario el conocimiento profundo de la legislación, regulación y normatividad técnica y de operación, para que este modelo de negocio sea factible de implementar.
- Tendencias sociales y culturales: Identifica las tendencias culturales que podrían afectar el modelo de negocio. Hoy en día las comunidades tienen más información, mayor nivel de educación y mayor conciencia de los impactos que llevan a la construcción de proyectos de generación, creando barreras sociales, culturales y de compensación para el desarrollo de este tipo de proyectos.
- Tendencias socioeconómicas: Identifica las tendencias socioeconómicas que podrían afectar el modelo de negocio. Las complejidades de la construcción y puesta en marcha de proyectos de generación hace que los recursos de inversión sean muy altos, y en la mayoría de los casos, con generación de sobrecostos, lo que cada vez los hace más riesgosos, esta situación da cabida a introducir dentro el modelo de negocio la conveniencia de puesta en marcha de pequeñas centrales de generación de energía.

En las fuerzas macroeconómicas se deben analizar los siguientes factores:

- Condiciones del mercado global: Describe las condiciones generales desde una perspectiva macroeconómica.

- Mercados de Capital: Describe las condiciones de los mercados de capital frente a los recursos necesarios para el negocio.
- Productos básicos y otros recursos: Tendencias de los precios de los recursos requeridos para el modelo de negocio.
- Infraestructura económica: Infraestructura económica del mercado o sector donde se desarrolla el negocio.

### **1.3. EVOLUCIÓN DEL MODELO DE NEGOCIO DADO UN ENTORNO CAMBIANTE**

Un modelo de negocio competitivo que funciona en el entorno actual puede quedarse obsoleto o anticuado a futuro. Es importante entender el modelo de negocio y cómo podría evolucionar (Osterwalder, 2009). El conocimiento profundo del entorno permite el planteamiento de opciones o escenarios de evolución del modelo para la sostenibilidad del negocio a futuro. En los siguientes capítulos se hace un análisis del negocio de generación en la actualidad en Colombia.

La evaluación frecuente del modelo de negocio es una actividad de gestión vital para que las empresas evalúen su posición en el mercado y se adapten en función de dicha evaluación.

Como herramientas de evaluación se plantea la posibilidad de establecer para cada elemento del modelo de negocio los principales puntos fuertes y puntos débiles, identificando oportunidades o necesidades de cambio ante las tendencias.

Otra herramienta es el análisis de debilidades, fortalezas, (Cuáles son los puntos fuertes o débiles de la empresa) oportunidades, y amenazas (Qué oportunidades y amenazas potenciales tiene la empresa).

El análisis del entorno del modelo de negocio debe llevar a contestar las siguientes preguntas (Osterwalder, 2009):

1. De las variables del sector que se dan por sentadas, ¿cuáles se deben eliminar?
2. ¿Qué variables se deben reducir muy por debajo de la norma del sector?
3. ¿Qué variables se deben aumentar por encima de las normas del sector?
4. ¿Qué variables, que el sector no haya ofrecido nunca, se deben crear?

Una vez identificadas las variables, se debe definir el cambio del modelo considerando los siguientes pasos:

- Movilización: Preparación del nuevo modelo de negocio o la modificación del existente.

- Compresión: Investigación y análisis de los elementos para el diseño de negocio.
- Diseño: Modificación del modelo según respuesta del mercado.
- Aplicación: Aplicación de un piloto del modelo de negocio.
- Gestión: Adaptación del modelo según reacción del mercado.

Y tomar su decisión de cambio, considerando:

- Estudio del impacto sobre los costos.
- Estudio de impacto sobre la propuesta de valor.
- Estudio de impacto sobre los clientes.
- Estudio de impacto sobre fuentes de ingresos y generación de valor.

#### **1.4. NECESIDAD U OPORTUNIDAD DE CAMBIO EN LA ESTRATEGIA**

El cambio es una respuesta a una conmoción en el entorno o a una oportunidad. Los sistemas de dirección e información pueden ayudar a advertir futuros cambios en el entorno, sin embargo, por sí solos no generan una respuesta a estos desafíos. Corresponde a los grandes intraemprendedores la responsabilidad de provocar el adecuado cambio (Lombriser, 1994).

Para lograr el éxito en los emprendimientos se requiere tener una capacidad de investigar nuevas oportunidades y promover rápidas respuestas estratégicas, examinando de manera personal y activa para identificar espacios de mejora como respuesta a un entorno amenazador o a una oportunidad.

Para formular un cambio en la estrategia es necesario:

- Identificar la necesidad u oportunidad de modificar el modelo de negocio y por lo tanto la estrategia.
- Establecer un plan detallado que permita la implementación exitosa del cambio en el modelo y su puesta en marcha a nivel operacional y comercial.
- Mantener una visión clara sobre la realización del cambio mediante la planificación, la dirección y control.

## **2. MARCO METODOLÓGICO PARA DEFINIR EL PROCESO DE INCORPORACIÓN DE PLANTAS MENORES DE GENERACIÓN AL MERCADO DE ENERGÍA COLOMBIANO Y NEGOCIACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA GENERADA**

### **2.1. PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN**

Los proyectos de pequeñas centrales de generación toman cada día más fuerza debido, entre otros aspectos, a los beneficios regulatorios para este tipo de plantas de generación, y a las restricciones de tipo ambientales y sociales que dificultan el desarrollo de proyectos de alto impacto, como las grandes centrales de generación hidráulica.

Adicionalmente, los proyectos de pequeñas plantas de generación presentan actualmente los siguientes beneficios, de acuerdo a lo establecido en la resolución CREG 032 y 039 de 2001:

Estas plantas no tendrán acceso al Despacho Central, y por lo tanto no participarán en el Mercado Mayorista de electricidad (No hacen oferta diaria). La energía generada puede ser comercializada, teniendo en cuenta los siguientes lineamientos:

1. La energía generada por una Planta Menor puede ser vendida a una comercializadora que atiende mercado regulado, directamente sin convocatoria pública, siempre y cuando no exista vinculación económica entre el comprador y el vendedor. El precio de venta será exclusivamente el Precio en la Bolsa Energía en cada una de las horas correspondientes, menos un peso moneda legal (\$ 1.00) por kWh indexado. (Ver Resolución CREG 005 de 2001).
2. La energía generada por una Planta Menor puede ser ofrecida a una comercializadora que atiende mercado regulado, participando en las convocatorias públicas que abran estas empresas. En este caso, y como está previsto en la Resolución CREG -020 de 1996, la adjudicación se efectúa por mérito de precio.
3. La energía generada por una Planta Menor puede ser vendida a precios pactados libremente a los siguientes agentes: Generadores o Comercializadores que destinen dicha energía a la atención exclusiva de Usuarios No Regulados.

La resolución CREG 071 de 2006, establece la metodología para remunerar las plantas de generación no despachadas centralmente, de acuerdo con la cual, los propietarios o representantes de las mismas podrán definir el porcentaje de disponibilidad de la planta para efectos de calcular su energía firme, es decir,

pueden no tener obligaciones de energía firme y recibir el 100% del precio establecido en el contrato de venta de energía.

Existe multiplicidad de proyectos de generación de plantas menores, tanto PCH como térmicas, en especial de gas a boca de pozo, inscritos ante la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) en fase 1, 2 y 3 que carecen de la mayoría de los requisitos necesarios para acceder al mercado mayorista.

La regulación del sector eléctrico colombiano está en constante evolución con cambios, tanto de forma como de fondo, que obligan a los agentes a mantenerse actualizados y a contar con profesionales especialistas en la materia. Además, existen diferentes entidades que regulan diferentes aspectos del mercado: Ministerio de Minas y Energía, Comisión de Regulación de energía y Gas, Centro Nacional de Operación, Unidad de Planeación Minero Energética, etc.

Por otra parte, los desarrolladores de este tipo de proyectos pueden encontrar en el mercado el servicio de asesoría que les permita suplir sus deficiencias de conocimientos acerca del mismo, sin embargo, la mayoría de compañías que prestan el servicio de consultoría se especializan en aspectos específicos de la regulación y del mercado, siendo poco probable que existan muchas compañías que abarquen todo el espectro del conocimiento del sector. Por esta razón, compañías que estén desarrollando este tipo de proyectos deben contratar a dos o más compañías de consultoría.

Por todo lo anterior, es recomendable contar con un documento que se convierta en herramienta guía para los desarrolladores en el proceso de incorporación de una planta menor al mercado, sin perjuicio de contar con la asesoría especializada de expertos en la materia.

Dado lo anterior, la formulación de la pregunta que permite abordar la situación de estudio es:

¿Cómo apoyar a los pequeños desarrolladores de proyectos de generación para que puedan registrarse ante el mercado mayorista de energía y puedan negociar la energía que generan?

## **2.2. TIPO DE ESTUDIO**

El tipo de estudio aplicado al desarrollo del presente trabajo es descriptivo (Hernandez, 2000), dado que el propósito es describir de una forma estructurada el proceso para desarrollar la puesta en operación técnica y comercial de pequeñas plantas de generación de energía.

El trabajo se encuentra soportado en la normatividad jurídica, técnica, ambiental y regulatoria del sector de energía en Colombia, en la cual se presentan las definiciones requeridas para abordar la situación de estudio planteada.

### **2.3. RECOLECCIÓN DE DATOS**

Las técnicas de recolección de datos utilizadas para el desarrollo del estudio fueron:

- Consultas a bases de datos, referencias y textos asociados
- Identificación del modelo de negocio de generación de energía en Colombia a partir del modelo establecido por Osterwalder.
- Análisis del entorno del modelo de generación de energía eléctrica en Colombia para darle fundamento teórico a la aplicabilidad de la investigación en el marco de la pregunta a resolver.
- Investigación, análisis y selección de legislación, asociada a la situación de estudio.
- Investigación, análisis y selección de regulación eléctrica asociada a la situación de estudio.
- Investigación, análisis y selección de normatividad ambiental asociada a la situación de estudio.
- Investigación, análisis y selección de reglamentos de operación del mercado de energía, asociada a la situación de estudio.
- Sesiones en profundidad con expertos del mercado de energía y generación.

### **2.4. ANÁLISIS DE DATOS**

El análisis de datos inició con una definición conceptual del mercado de generación de energía en Colombia, sus actores, sus estadísticas descriptivas, lo que permitió tener el contexto de la situación actual de la puesta en operación de plantas menores en Colombia.

Para el análisis de datos se realizó un mapeo de todos los elementos normativos definidos en la recolección de datos, realizando análisis y selección de los aspectos asociados y requeridos para lograr generar una propuesta concreta y soportada a profundidad.

Posteriormente, se estructuró un proceso para definir las etapas requeridas de manera detallada, de tal forma que permitiera dar respuesta a la pregunta formulada para la investigación y cumplir con los objetivos planteados.

Finalmente se complementó con la experiencia de los autores que han trabajado en el sector de energía en Colombia por más de 15 años.

## **2.5. JUSTIFICACIÓN DEL TRABAJO DE GRADO EN TÉRMINOS DEL MBA**

En el desarrollo del programa MBA de la universidad EAFIT se ha hecho énfasis en el desarrollo de modelos de negocio que generen valor y sostenibilidad en el tiempo, mediante el análisis del entorno económico, tendencias tecnológicas, análisis de riesgos y restricciones.

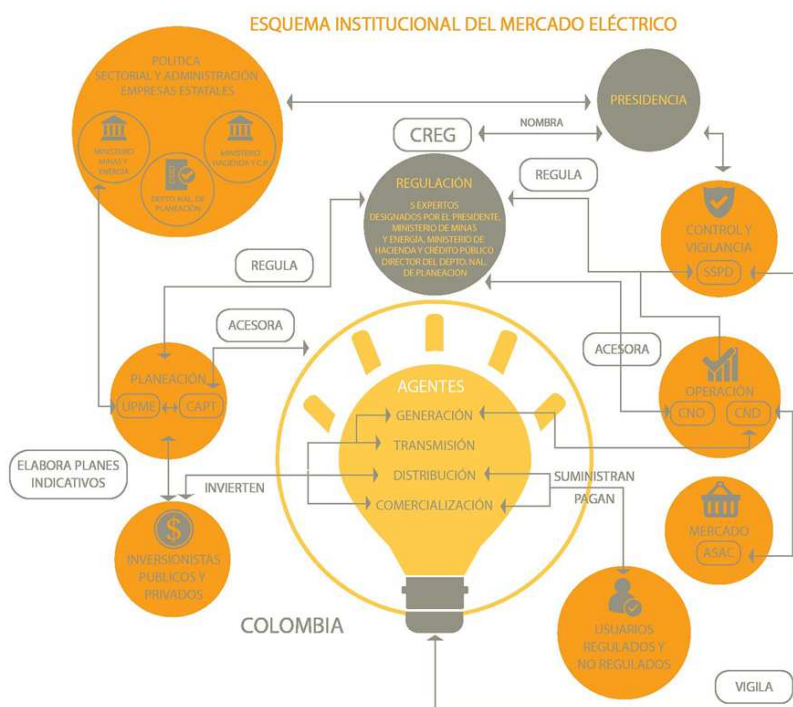
El presente trabajo desarrolla elementos concretos para la puesta en operación, técnica y comercial, del modelo de generación bajo el esquema de plantas menores, que para los autores constituye una tendencia para la expansión de este negocio en Colombia.

### 3. ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO

La estructura del sector eléctrico colombiano está conformada por los siguientes grupos de interés:

- Las entidades gubernamentales que definen las políticas y planeación del sector (Ministerio de Minas y Energía – UPME Unidad de Planeación Minero Energética).
- La entidad de regulación (CREG – Comisión de Regulación de Energía y Gas).
- La entidad de administración del mercado XM Compañía Expertos en Mercados S.A. E.S.P.
- Las entidades de operación (CNO – Concejo Nacional de Operación).
- La entidad de Control (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios).
- Agentes del mercado: generadores, transmisores, distribuidores y comercializadores de energía.
- El usuario final de la energía eléctrica (regulado y no regulado).

**Gráfico 1.** Esquema institucional del mercado eléctrico.



Fuente: (ACOLGEN, 2015)

En el Gráfico 1 se muestran las entidades que conforman la estructura del sector eléctrico en Colombia y sus interacciones.



### **3.1. ESTRUCTURA**

#### **3.1.1. Ministerio de Minas y Energía (MINMINAS)**

El Ministerio de Minas y Energía es la entidad del Gobierno Nacional encargada de "Formular y adoptar políticas dirigidas al aprovechamiento sostenible de los recursos mineros y energéticos para contribuir al desarrollo económico y social del país" (MINMINAS, 2016)

Dentro de sus objetivos asociados al desarrollo del sector minero energético están, entre otros, los siguientes: formular y adoptar políticas, planes de acuerdo con las directrices del Gobierno Nacional; Atender los requerimientos para el desarrollo y fortalecimiento del sector; Garantizar la administración eficiente y oportuna de los recursos financieros y asegurar la funcionalidad y el desempeño del sistema de gestión (MINMINAS, 2015)



#### **3.1.2. Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME)**

La UPME es la Unidad Administrativa Minero Energética, adscrita al Ministerio de Minas y Energía. Es la entidad encargada de planear el desarrollo minero energético, apoyar la formulación de política pública y coordinar la información sectorial con los agentes y partes interesadas.

Sus objetivos y funciones son, entre otros: Realizar la planeación integral del sector minero energético; Gestionar la información de los sectores minero energético para apoyar la toma de decisiones de los agentes públicos y privados; y apoyar al MME y otras entidades en la realización de las convocatorias del Sistema de transmisión Nacional STN. (UPME, 2015)



#### **3.1.3. Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)**

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) es la entidad encargada de regular los servicios públicos nacionales de la electricidad y el gas combustible de

una manera técnica, independiente y transparente; promover el desarrollo sostenible de estos sectores; la regulación de los monopolios; fomento de la competencia, siempre que sea posible y respondiendo a los usuarios y empresas de acuerdo a los criterios establecido por la Ley. (CREG, 2015).

#### 3.1.4. Expertos en el Mercado (XM)

XM es la compañía que realiza la operación del Sistema Interconectado Nacional colombiano y la Administración del Mercado de Energía en Colombia, incluyendo las transacciones internacionales de electricidad con Ecuador. (XM, 2015)

La operación y la administración del mercado la realiza XM, a través de las siguientes unidades:



- El Centro Nacional de Despacho (CND): Encargado de la planeación, la supervisión y el control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado Nacional.
- El Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC): Encargado del registro de las fronteras comerciales; de los contratos de energía a largo plazo; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los actos, contratos, transacciones; y en general, de todas las obligaciones que resulten por el intercambio de energía en la bolsa.
- El Liquidador y Administrador de Cuentas de cargos por Uso de las Redes del SIN (LAC): Encargado de la Liquidación y Administración de Cuentas por los cargos de uso de las redes del Sistema Interconectado Nacional. (XM, 2015).



#### 3.1.5. Centro Nacional de Operación (CNO)

El Consejo Nacional de Operación es la entidad encargada de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación del sistema interconectado nacional se haga de forma segura, confiable y económica y además, de ser el ejecutor del Reglamento de Operación. Esta entidad fue creada por la Ley 143 de 1994 en su artículo 36. (CNO, 2015).

### 3.1.6. Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD)

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios es la entidad encargada de la vigilancia, inspección y control a la prestación de los servicios públicos domiciliarios, la protección de los derechos y la promoción de los deberes de los usuarios y prestadores. (SUPERSERVICIOS, 2015)



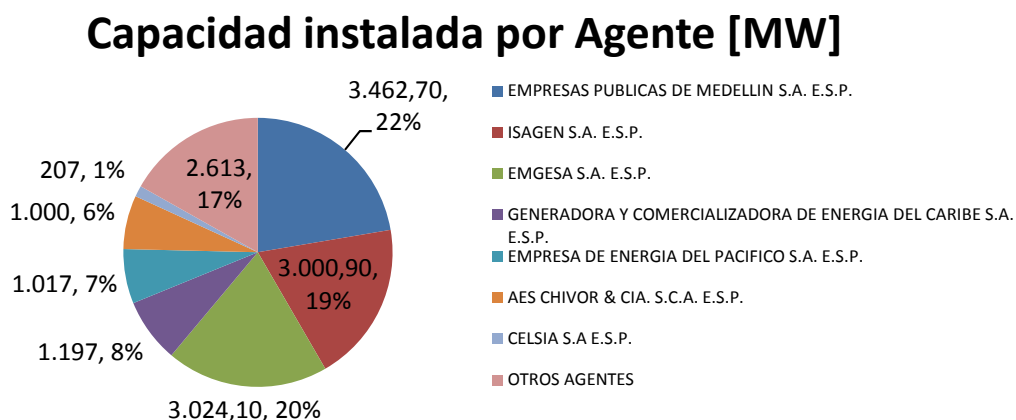
### 3.2. AGENTES DEL MERCADO

El sector eléctrico en Colombia, de acuerdo con la Leyes 142 y 143 de 1994, está constituido por los negocios de Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización de energía.

#### 3.2.1. Generación

Empresa productora de energía. En el Gráfico 2, se indica la participación de los principales agentes por capacidad instalada de un total de 15,521 MW, representados por 142 empresas registradas ante la CREG a junio de 2015:

**Gráfico 2.** Capacidad Instalada por Agente (MW).

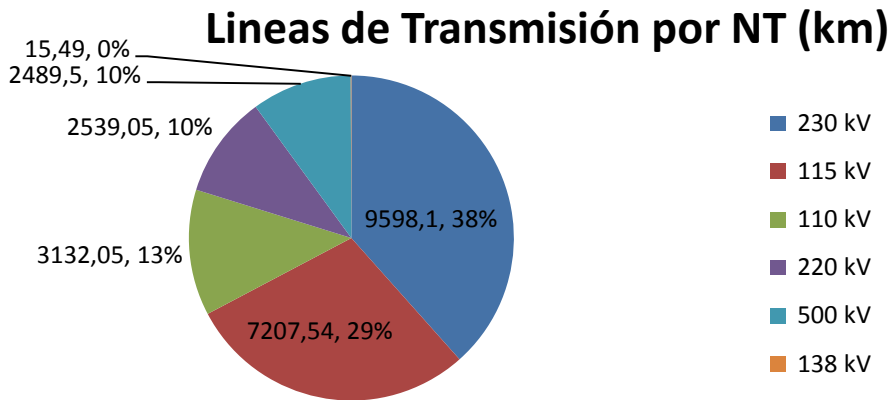


Fuente: (UPME\_Informe mensual de variables de generación y del mercado eléctrico colombiano – junio de 2015, 2015).

### 3.2.2. Transmisión

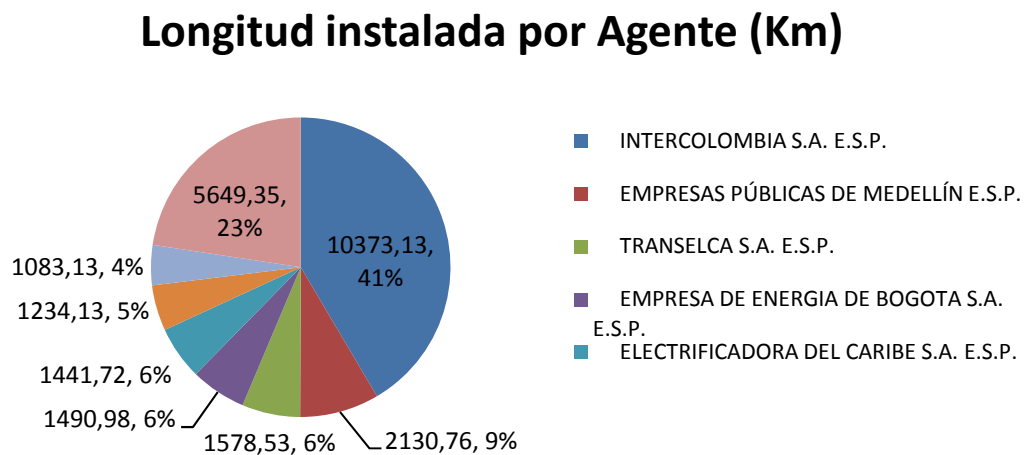
Empresas encargadas de transportar energía desde las generadoras hasta las subestaciones de potencia. En Colombia existen 30 empresas con 24.981,73 Km de líneas de transmisión instaladas. En los Gráficos 3 y 4, se indica la participación de los principales agentes transmisores por nivel de tensión (NT) y agente:

**Gráfico 3.** Líneas de Trasmisión por NT (km).



Fuente: (Paratec-Parametros técnicos del SIN-XM, 2016)

**Gráfico 4.** Longitud de Redes por Agente Trasmisor

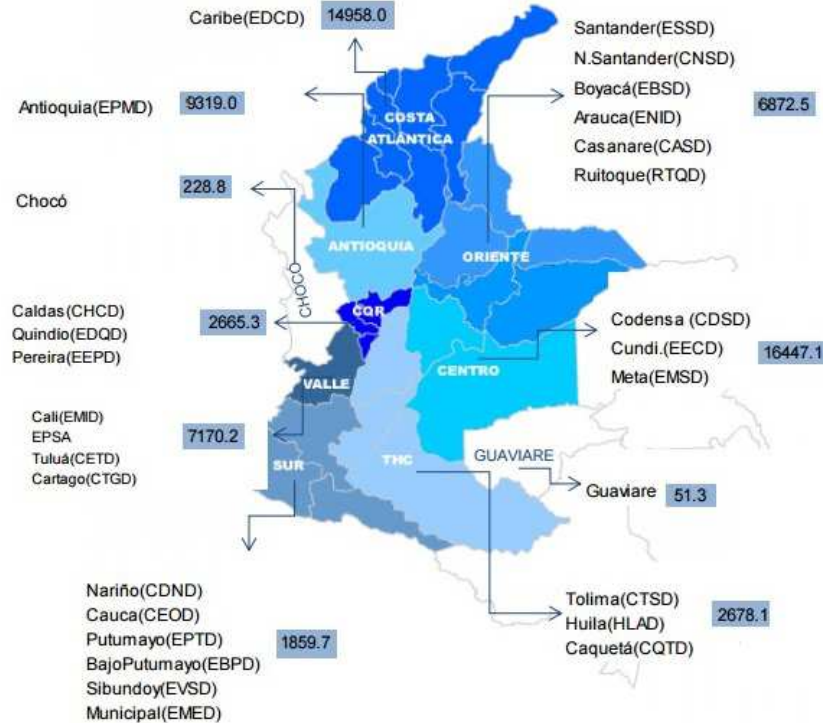


Fuente: (Paratec-Parametros Técnicos del SIN-XM, 2016)

### 3.2.3. Distribución

Empresas encargadas de distribuir la energía en redes de media y baja tensión. La demanda de energía por operador de Red y región se muestra en el Gráfico 5.

**Gráfico 5.** Demanda de energía por operador de Red y región Agregada 2015.



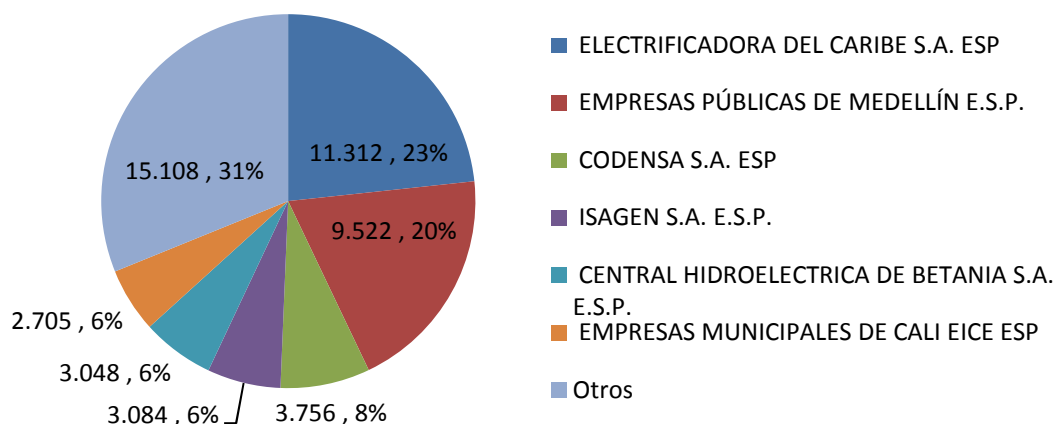
Fuente: (XM - Informe de Demanda de energía y Fronteras - SIN, 2015)

### 3.2.4. Comercializador

Empresas que realizan la facturación y atención comercial a los usuarios. En 2015 la facturación de la energía fue de 48.535 GWh realizada por 48 comercializadores. En el Gráfico 6, se indica la participación de los principales agentes comercializadores, por energía comercializada:

**Gráfico 6.** Energía Facturada por Principales Comercializadores 2015 GWH.

## Energía Facturada 2015 GWH - Comercializadores



Fuente: (SIEL - Consumos facturados SUI, 2015)

### 3.3. USUARIOS DE ENERGÍA

Los usuarios del servicio de energía se clasifican en usuarios regulados y no regulados.

#### 3.3.1. Usuario Regulado

Usuario regulado es una persona natural o jurídica cuya compra de electricidad se somete a las tarifas establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas. Aquí están la mayoría de los usuarios comerciales, algunos industriales, oficiales de bajo consumo y las zonas residenciales, clasificadas por estratos socioeconómicos.

#### 3.3.2. Usuario No Regulado

Usuario no regulado es una persona natural o jurídica con una demanda máxima superior a un valor en MW o a un consumo mensual mínimo de energía en MWh, definidos por la CREG. Sus compras de electricidad se realizan a precios acordados libremente entre el comprador y el vendedor. A partir de enero de 2000 los límites para acceder al mercado no regulado son de 0,1 MW o 55 MWh-mes (Resolución CREG 131 de 1998).

**Tabla 1.** Comportamiento de la Demanda de Energía Regulado, No regulado y Actividades Económicas (GWh).

	dic-14	dic-15	Crec.	Enero a diciembre de 2014	Enero a diciembre de 2015	Crec.	Participación
<b>Regulado</b>	3,653.1	3,896.0	6.7%	42,323.3	44,629.5	5.5%	69%
<b>No Regulado</b>	1,712.0	1,780.9	4.1%	20,864.4	21,187.0	1.7%	31%
Industrias manufactureras	746.3	776.8	4.3%	9492.7	9491.0	0.2%	43.6%
Explotación de minas y canteras	395.3	403.0	2.0%	4382.2	4636.9	5.8%	22.6%
Servicios sociales, comunales y personales	149.9	146.4	-2.4%	1845.1	1808.7	-1.9%	8.2%
Comercio, reparación, restaurantes y hoteles	124.5	124.2	-0.2%	1464.8	1431.3	-2.2%	7.0%
Electricidad, gas de ciudad y agua	29.2	42.3	44.7%	387.3	474.9	22.7%	2.4%
Transporte, almacenamiento y comunicación	25.3	31.7	25.4%	300.8	354.9	18.3%	1.8%
Agropecuaria, silvicultura, caza y pesca	45.0	50.5	12.2%	546.2	590.6	8.4%	2.8%
Establecimientos financieros, seguros, inmuebles y servicios a las empresas	93.0	96.5	3.8%	1118.7	1124.9	0.7%	5.4%
Construcción	103.5	109.5	5.9%	1326.7	1273.7	-3.9%	6.1%

Fuente: (XM - Informe de Demanda de energía y Fronteras - SIN, 2015)

En la Tabla 1, se muestra el crecimiento y la participación en la demanda nacional de los usuarios regulados y no regulados entre el mes de diciembre del año 2014 y 2015, de igual manera, para los usuarios no regulados desglosan los comportamientos por agrupación de sectores económicos; se evidencia que el sector económico más representativo para el mercado no regulado corresponde a las industrias manufactureras, seguido de explotación minas y canteras.

#### **4. CONTEXTO GENERACIÓN PLANTAS MENORES DE ENERGÍA**

En contexto con las Plantas Menores de generación de energía eléctrica, son centrales cuya capacidad efectiva neta, tienen un valor menor a 20 MW, de acuerdo con la Resolución CREG 086 de 1996. Estas plantas tienen una participación en el mercado de energía eléctrica, en la cual puede comercializar la energía y tener acceso al despacho central según su capacidad de generación.

Para una planta con capacidad efectiva neta menor de 10 MW, no tiene acceso al Despacho Central y a la participación al Mercado Mayorista de Electricidad, por lo tanto, para participar en el mercado de energía en vender y ofrecer la energía, según la resolución CREG 086 de 1996, deberá seguir los siguientes lineamientos establecidos:

- I. Vender a una comercializadora que atienda la demanda del mercado regulado, directamente cuando no tenga ninguna vinculación económica entre las partes, dado el caso, el precio de venta será el precio de Bolsa en cada una de las horas correspondientes.
- II. Vender a un comercializador que atienda la demanda del mercado regulado, en convocatorias públicas de subastas que abra la empresa.
- III. Vender libremente a agentes generadores, usuarios regulados o comercializadores que dispongan de la energía comprada únicamente al mercado no regulado.

Con las Plantas Menores que tienen capacidad efectiva neta menor que 20 MW y mayor a 10 MW, tienen la opción de participar en el Mercado Mayorista de Electricidad y acceso a ser Despachadas Centralmente, cumpliendo con el reglamento vigente; dado el caso contrario si desean no ser Despachadas Centralmente, cumplirían con los lineamientos establecido en la Resolución CREG 086 de 1996 para las menores de 10 MW.

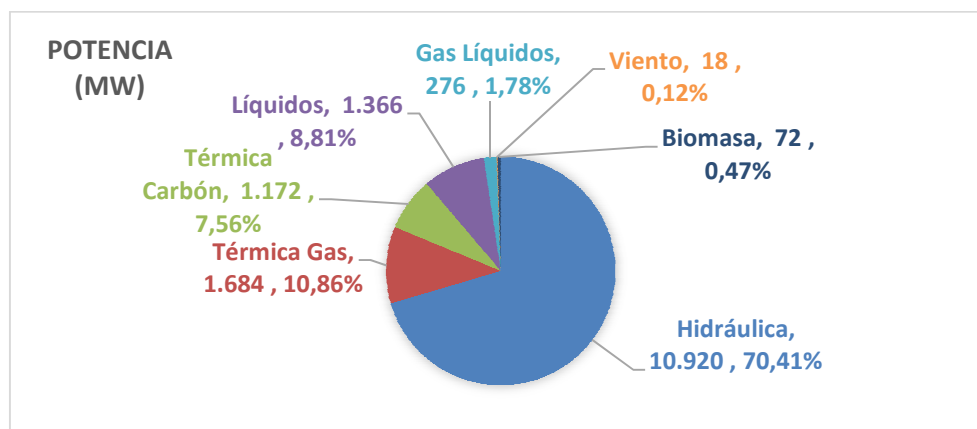
#### **4.1. SITUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA DE GENERACIÓN COLOMBIANO**

En el presente apartado se describe la evolución, situación actual y comportamiento de las principales variables del sistema de generación de energía eléctrica en Colombia.

##### **4.1.1. Capacidad Instalada**

El sistema presenta, a enero de 2015, una capacidad total de 15.508,8 MW distribuida por tipo de tecnología de producción, ocasionada por un retiro de 46 MW del tipo de tecnología JET A1, mostrando una disminución en la capacidad instalada, esta disminución se observa porcentualmente en el Gráfico 7.

**Gráfico 7.** Capacidad Instalada por Tecnología



Fuente: (UPME, 2015)

**Tabla 2.** Capacidad Instalada por Región y tecnología

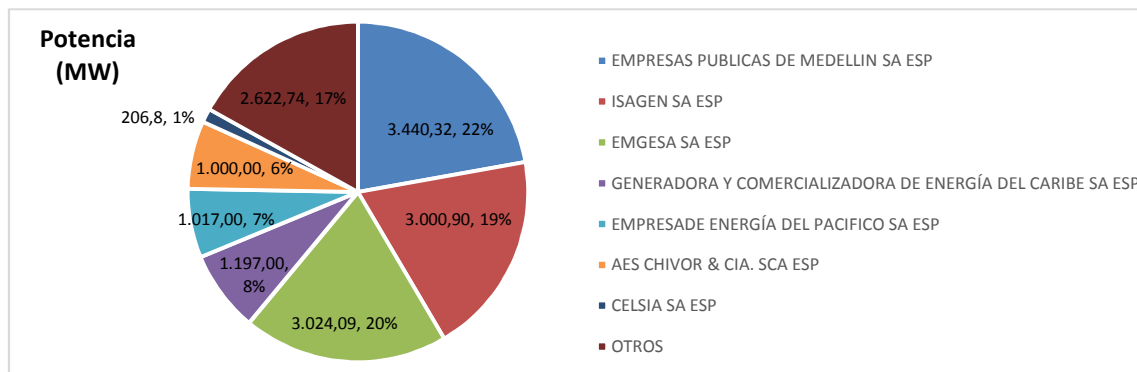
	ACPM	AGUA	BIOMASA	CARBON	COMBUSTOLEO	GAS	JET- A1	MEZCLA -JET-A1	GAS VIENTO	Total general
<b>ANTIOQUIA</b>	364,0	4.369,7		5,0						4.738,7
ANTIOQUIA	364,0	4.369,7		5,0						4.738,7
CHOCÓ										0,0
<b>CARIBE</b>	462,0	338,0		296,0	297,0	1.331,0			18,4	2.742,4
ATLÁNTICO	153,0				110,0	1.241,0				1.504,0
BOLÍVAR	309,0				187,0	90,0				586,0
CÓRDOBA		338,0								338,0
GUAJIRA				296,0					18,4	314,4
CESAR										0,0
MAGDALENA										0,0
SUCRE										0,0
<b>NORDESTE</b>		1.838,0		482,0		276,6		276,0		2.872,6
BOYACÁ		1.000,0		327,0						1.327,0
CASANARE						109,6				109,6
NORTE SANTANDER				155,0						155,0
SANTANDER		838,0				167,0		276,0		1.281,0
<b>ORIENTAL</b>		2.092,9		225,0						2.317,9
BOGOTÁ D.E.		4,3								4,3
CUNDINAMARCA		2.088,6		225,0						2.313,6
META										0,0
GUAVIARE										0,0
<b>SUROCCIDENTE</b>	197,0	2.281,2	72,3			240,8	46,0			2.837,2
CALDAS		585,6					46,0			631,6
CAUCA		322,7	25,0							347,7
HUILA		551,1								551,1
NARIÑO		23,1								23,1
PUTUMAYO		0,5								0,5
QUINDÍO		4,3								4,3
RISARALDA		8,5	5,5							14,0
TOLIMA		142,0				11,8				153,8
VALLE DEL CAUCA	197,0	643,4	41,8			229,0				1.111,2
CAQUETÁ										0,0
<b>Total general</b>	<b>1.023,0</b>	<b>10.919,8</b>	<b>72,3</b>	<b>1.008,0</b>	<b>297,0</b>	<b>1.848,4</b>	<b>46,0</b>	<b>276,0</b>	<b>18,4</b>	<b>15.508,8</b>

Fuente: (UPME, 2015).

En la Tabla 2. Muestra la capacidad instalada de generación del país agrupada por región, departamento y tecnología. En ella se observa que la mayor concentración de potencia disponible en el país está en el departamento de Antioquia, con valor de 4.738,7 MW.

La capacidad instalada por agente se observa en el Gráfico 8.

**Gráfico 8.** Capacidad Instalada por Generador

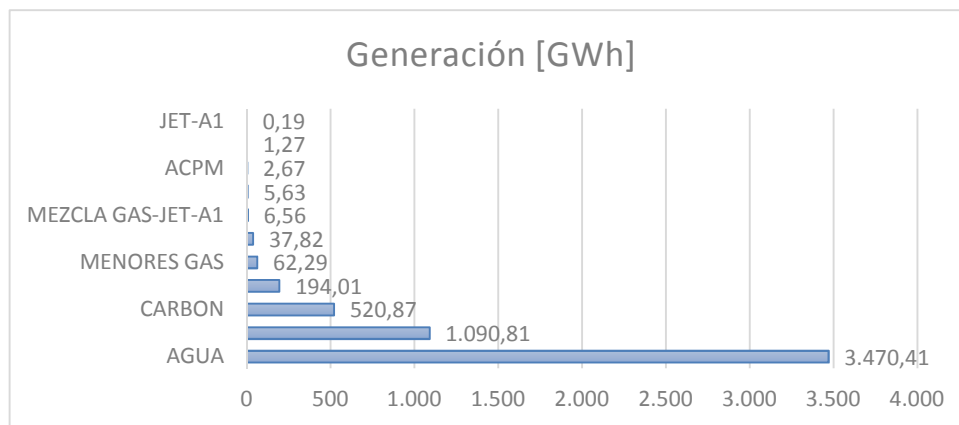


Fuente: (UPME, 2015)

En el gráfico 8, se observa que las Empresas Públicas de Medellín (EMP), tienen la mayor participación en el mercado, con el 22%, seguido de EMGESA con 20% e ISAGEN con 19.3%.

La generación mensual en el mes de enero de 2015 por tipo de central, se muestra en el Gráfico 9.

**Gráfico 9.** Generación mensual por tipo de Central.



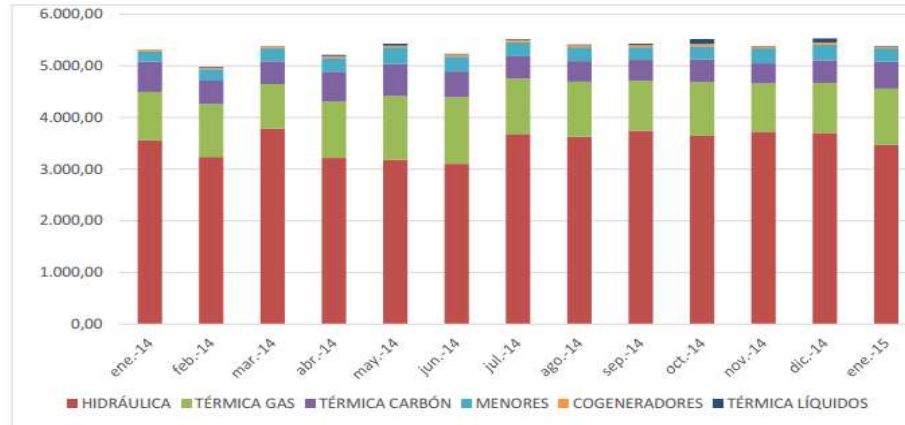
Fuente: (UPME, Enero 2015).

El total de energía generada en el mes de enero de 2015 fue de 5392,5 GWh. Del total de la energía generada el 64,36% fue hidráulica, el 20,23% fue Gas, el 9,66%

fue carbón y **el 4,76 % fue producido por plantas menores de energía**. Es decir, la producción de este tipo de plantas corresponde a la 4 fuente de generación del país para un mes típico como lo fue el mes de enero de 2015.

En el Gráfico 10, muestra el comportamiento de la generación desde enero de 2014 a enero de 2015.

**Gráfico 10.** Histórico mensual de Generación por tipo de Energía.



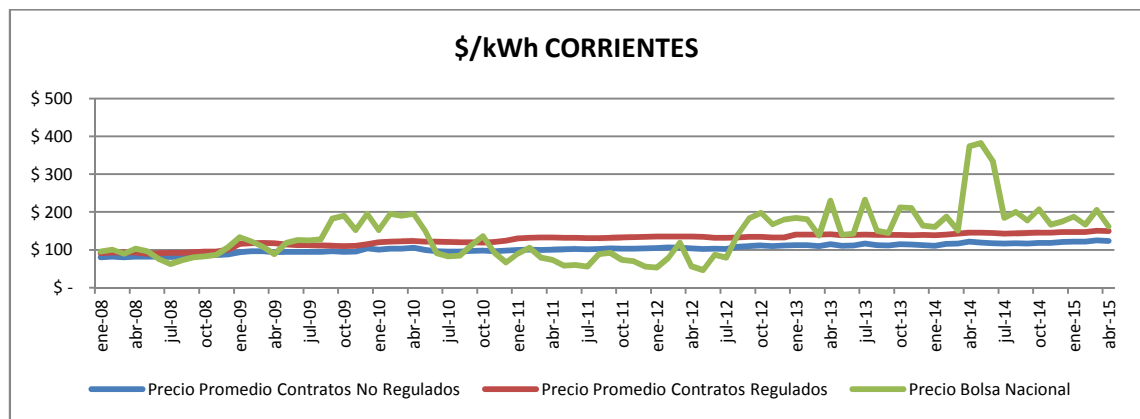
Fuente: (UPME, 2015).

El parque de generación del país muestra una contribución ponderada por tipo de tecnología en cada mes de 2014.

#### 4.1.2. Precio de Energía Generada

En el Gráfico 11, muestra el comportamiento de los precios promedio de venta de la energía generada desde el año 2008.

**Gráfico 11.** Precio promedio por kWh en contratos y Bolsa



Fuente: XM. Construcción Autores.

Comparando los precios de contratos con respecto al precio spot, podemos encontrar las siguientes tendencias:

1. Existe una tendencia permanente de incremento de los precios de venta de energía, tanto en el mercado regulado, como en el no regulado.
2. El precio de bolsa demuestra una alta volatilidad, la cual se explica porque el parque de generación colombiano es hidro-térmico, con mayor participación de la generación de plantas hidroeléctricas, afectadas por las condiciones meteorológicas. En periodos secos (veranos o fenómenos como El Niño) el precio se incrementa considerablemente. Todo lo contrario, a los inviernos o periodos de La Niña, con altos aportes hidrológicos y bajos precios de bolsa.
3. También se puede apreciar una considerable diferencia entre los precios de contratos para el mercado regulado y el no regulado, que como explicaremos más adelante, corresponde a una distorsión de la información utilizada por el Operador del Mercado para construir estas gráficas.

La importancia del análisis del Gráfico 11, radica en que la regulación le permite a las Plantas No Despachadas Centralmente (PNDC) vender su energía en contratos o directamente en la bolsa.

En la venta de energía existen diferentes riesgos / beneficios, los cuales dependen de la decisión que se tome con respecto a la modalidad de venta de energía:

1. Venta en bolsa: Cuando una PNDC vende su energía directamente en bolsa se hace responsable del CERE (Costo Equivalente Real de Energía), es decir, por cada kWh que venda en el spot, se le debe descontar el valor del CERE (36 \$/kWh aproximadamente, fuente XM). Por otra parte, queda expuesta a la volatilidad de precios propia de ese mercado, aunque con la posibilidad de acceder a altos ingresos, muy superiores a los contratos, en situaciones de baja hidrología.
2. Por otra parte, la regulación les permite a las PNDC la venta en contratos, ya sea a clientes del Mercado No Regulado (MNR) o al mercado regulado, mediante la participación en convocatorias públicas. Al analizar las gráficas de precios en contratos se entiende que prácticamente la única opción racional de venta sería el mercado regulado, debido a que sus precios son en promedio 26 \$/kWh superiores a los del mercado regulado.

Sin embargo, el precio de contratos del mercado no regulado del Operador del Mercado está distorsionado, por cuanto considera no regulado todo contrato

que no sea producto de una convocatoria pública. Es decir, incluye contratos de respaldo entre agentes, contratos de cobertura de corto plazo, y especialmente, los contratos (declaraciones) que los agentes integrados (generador-comercializador) están obligados a suscribir, pero cuyos precios no necesariamente corresponden a condiciones de mercado.

En la Tabla 3, construida a partir de información aportada a ECSIM por los agentes agremiados en la Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica (ACOLGEN), vemos que los precios de energía a usuarios del mercado no regulado, por ejemplo para el año 2012, es inferior en 9 \$/kWh, aproximadamente, al del mercado regulado. Es decir, la diferencia es muy inferior a la del informe del Operador del Mercado.

En otras palabras, la venta de energía en contratos por parte de las PNDC también es viable para usuarios del MNR, aunque, como veremos más adelante, incrementa los riesgos del vendedor.

**Tabla 3.** Precio Promedio Ponderado de Contratos.

Precio promedio ponderado de contratos LP (G+C) (\$/Kwh)					
Año	Corrientes	Incremento (%)	IPC (%)	IPP (%)	constantes 2001
2001	49,8				49,8
2002	54,1	8,6%	7,0%	9,3%	52,5
2003	64,7	19,6%	6,5%	5,7%	56,7
2004	70,6	9,1%	5,5%	4,6%	58,4
2005	73,5	4,1%	4,9%	2,1%	59,2
2006	74,8	1,8%	4,5%	5,5%	57,5
2007	80,1	7,0%	5,7%	1,3%	62,1
2008	91,9	14,8%	7,7%	9,0%	66,1
2009	106,8	16,2%	2,0%	-2,2%	74,7
2010	112,5	5,3%	3,2%	4,4%	77,1
2011	119,1	5,9%	3,7%	5,5%	77,9
2012	124,8	4,8%	2,4%	-3,0%	82,2
Fuente: ACOGEN - Banco de la República-DANE					

Fuente: ACOGEN-BANREP-DAN. (Estudio ECSIM Análisis del Impacto de la regulación y de las estructuras productiva e industrial del sector de energía eléctrica sobre el nivel final de las tarifas y precios del servicio de energía eléctrica en Colombia página 72).

### 4.1.3. Remuneración

Uno de los aspectos más relevantes en la gestión de la generación de energía en Colombia, tiene que ver con la cobertura de la demanda y la proyección de la misma, para conjugarla con la infraestructura instalada y los proyectos de generación en proceso de construcción.

Para asegurar la confiabilidad en el suministro de energía a la demanda, la regulación actual estableció la remuneración del Cargo por Confiabilidad (Resolución CREG 071 de 2006), soportado en compromisos de generación denominados Obligaciones de Energía Firme, que el generador está obligado a entregar cuando el precio horario de la bolsa de energía supere un límite denominado Precio de Escasez.

La asignación de Obligaciones de Energía Firme se hace a partir de la proyección de demanda que hace la UPME, tomando para ello el escenario alto, que es el que acota en mayor medida el riesgo de desabastecimiento.

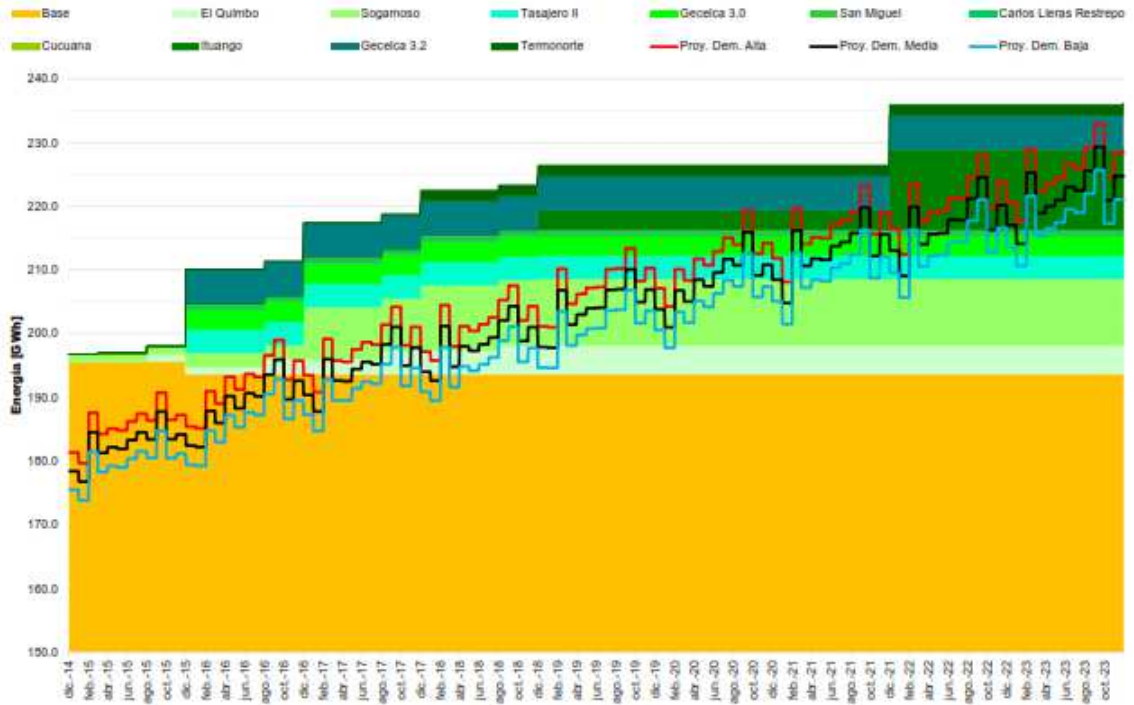
En la siguiente gráfica se muestra cómo están los escenarios esperados de la demanda vs la energía en firme comprometida, tanto por el parque actual como los proyectos en curso con la siguiente distribución de incorporación al sistema en el tiempo.

**Tabla 4.** Escenario de incorporación de plantas de generación

Enficc Verificada	Incluida
El Quimbo	ago-15
Sogamoso	dic-14
Tasajero II	dic-15
Gecelca 3.0	dic-15
San Miguel	dic-15
Carlos Lleras Restrepo	dic-15
Cucuana	mar-15
Ituango	dic-18
Gecelca 3.2	dic-15
Termonorte	dic-17

Fuente: (UPME, 2015)

**Gráfico 12.** ENFICC verificada vs proyecciones de demanda estimada en Noviembre 2014



Fuente: (UPME, 2015)

#### 4.2. GENERACIÓN DE PLANTAS MENORES DE ENERGÍA EN COLOMBIA

En la Tabla 5 se muestra la información histórica desde el año 2000 hasta el año 2015, del comportamiento del precio de Bolsa, la demanda acumulada anual y de la capacidad instalada del sistema de generación colombiano.

**Tabla 5.** Histórico de Precio, Demanda y Oferta de Energía en Colombia

Año	Precio Prom. Bolsa Año (\$/kWh)	Demanda Acum. Anual (TWh)	Oferta Total (MW)
2000	44,74	41,48	11.761,46

<b>2001</b>	52,78	43,15	12.167,46
<b>2002</b>	48,73	44,84	12.587,96
<b>2003</b>	66,73	45,82	12.631,24
<b>2004</b>	64,17	47,01	12.759,31
<b>2005</b>	74,36	48,83	12.774,60
<b>2006</b>	73,79	50,81	12.774,60
<b>2007</b>	83,77	52,85	12.842,89
<b>2008</b>	87,88	53,87	12.842,89
<b>2009</b>	139,28	54,68	12.863,54
<b>2010</b>	128,72	56,15	12.927,69
<b>2011</b>	75,01	57,20	14.276,69
<b>2012</b>	116,00	59,32	14.336,86
<b>2013</b>	177,35	60,89	14.576,15
<b>2014</b>	224,98	64,33	14.650,75
<b>2015*</b>	190,34	24,74	15.520,85

Fuente: Información suministrada por XM el 19 de Mayo de 2015. Corte al 17 de Mayo 2015.

#### **4.2.1. Situación Actual de las Plantas Menores de Energía**

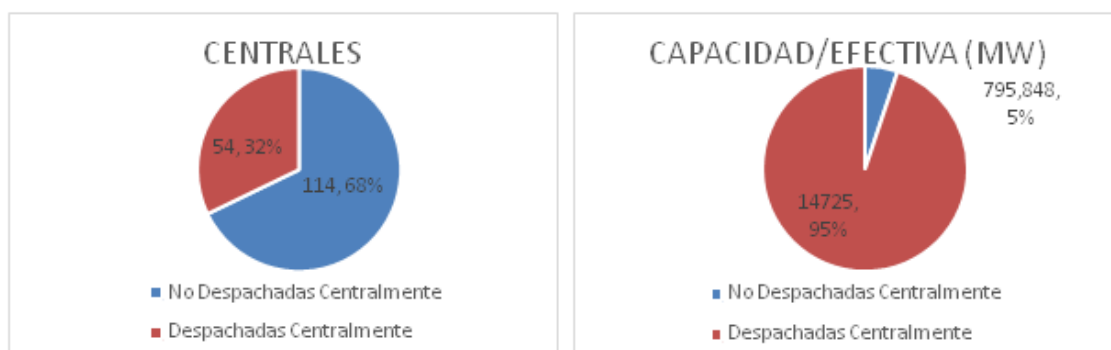
En la resolución CREG 086 de 1996 se establece que la generación con plantas menores corresponde a la generación producida con plantas de capacidad efectiva menor a 20 MW, operadas por empresas generadoras, productores marginales o productores independientes de electricidad y que comercializan esta energía con terceros, o en el caso de las empresas integradas verticalmente, para abastecer total o parcialmente su mercado.

En el presente apartado se muestra la evolución del sistema de generación de Colombia, haciendo un comparativo entre las plantas menores, las cuales no son despachadas centralmente, y las plantas que son despachadas centralmente, cuya capacidad es mayor o igual a 20MW.

#### 4.2.2. Caracterización de las Plantas por Tipo de Despacho (Energía y Cantidad de Centrales)

En Colombia, a mayo de 2015, están instaladas 168 centrales, con una capacidad efectiva de 15520, 8 MW<sup>1</sup>, la cantidad de plantas menores es de 114 que corresponde a un 68% sobre el total de centrales instaladas con una capacidad de 795,8 MW, que corresponde a un 5% del total de capacidad del país.

**Gráfico 13.** Cantidad y Capacidad de Plantas Menores Instaladas en Colombia.

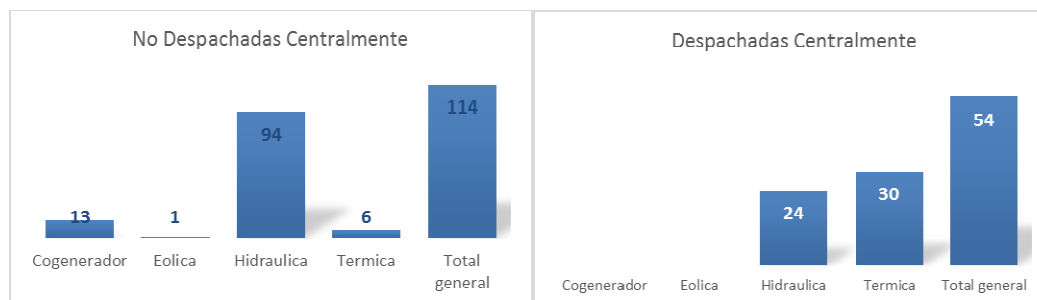


Fuente: Información suministrada por XM corte al 19 de mayo de 2015

#### 4.2.3. Caracterización de plantas por tipo de tecnología (energía y tipo de tecnología)

La distribución de las plantas generadoras de energía por tipo de tecnología y tipo de despacho se muestran a continuación:

**Gráfico 14.** Cantidad de Plantas por Tipo de Despacho y Tipo de Tecnología.



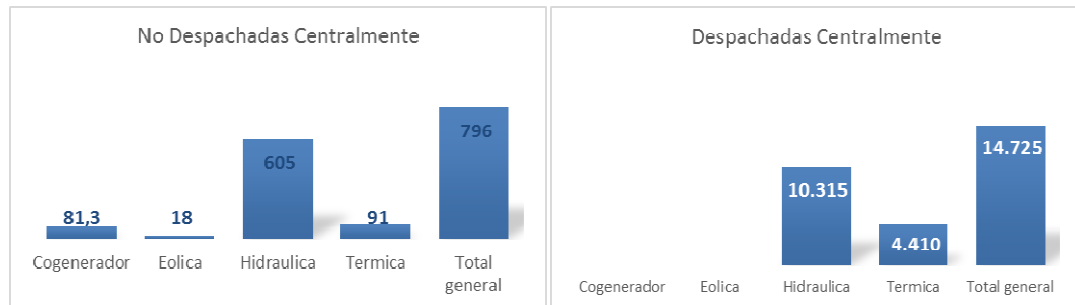
Fuente: Información suministrada por XM corte al 19 de mayo de 2015

<sup>1</sup> Fuente: Información suministrada por XM corte al 19 de Mayo de 2015.

De las plantas menores, el 82,4% son de tecnología hidráulica, el 11,4% son cogeneradores, el 5,2% térmica y solo el 0,8% es eólica.

De las plantas despachadas centralmente el 55,5% es de tecnología térmica y el 44,5% es hidráulica de las plantas registradas.

**Gráfico 15.** Capacidad de Plantas por Tipo de Despacho y Tipo de Tecnología.



Fuente: Información suministrada por XM corte al 19 de mayo de 2015

En cuanto a la capacidad instalada de las plantas menores, el 76% son de tecnología hidráulica, el 11,4% son térmicas, el 10,2% son cogeneradores y solo el 2,2% es eólica.

De las plantas despachadas centralmente el 30% es de tecnología térmica y el 70% es hidráulica.

#### 4.2.4. Historia de puesta en operación de plantas de generación en Colombia

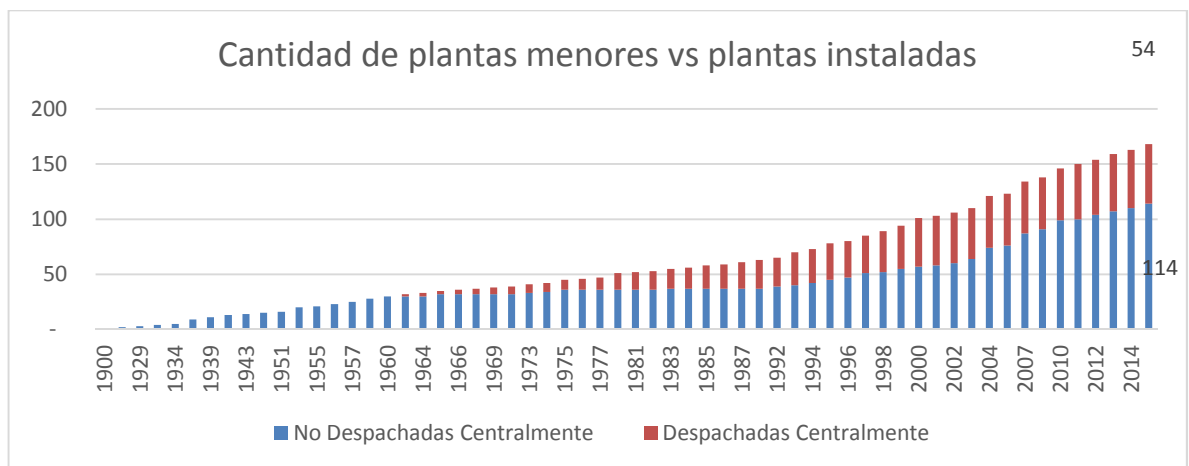
La historia de la puesta en operación de plantas de generación data de la última década del siglo diecinueve.

En Santander, en el año 1891 se inauguró en Bucaramanga el servicio de luz de arco para el alumbrado público, siendo el pionero en la actual Colombia bajo un contrato que la administración municipal otorgó a los primos Julio Jones y Rinaldo Goelker. En la región Caribe hacia el año 1892 funcionó en barranquilla una planta generadora a vapor abastecida con carbón importado que pertenecía a la Compañía de Energía Eléctrica de Barranquilla. En la región antioqueña, la Compañía Antioqueña de Instalaciones Eléctricas en 1898 puso en servicio una planta hidroeléctrica que utilizaba las aguas de la quebrada Santa Helena y la primera planta hidroeléctrica en la región central del país fue la Hidroeléctrica el Charquito sobre el río Bogotá, la cual entró en operación el 6 de agosto de 1900,

bajo la sociedad colectiva de comercio Samper Brush & Cía. (Franco, Quintero, & Botero, 2002)

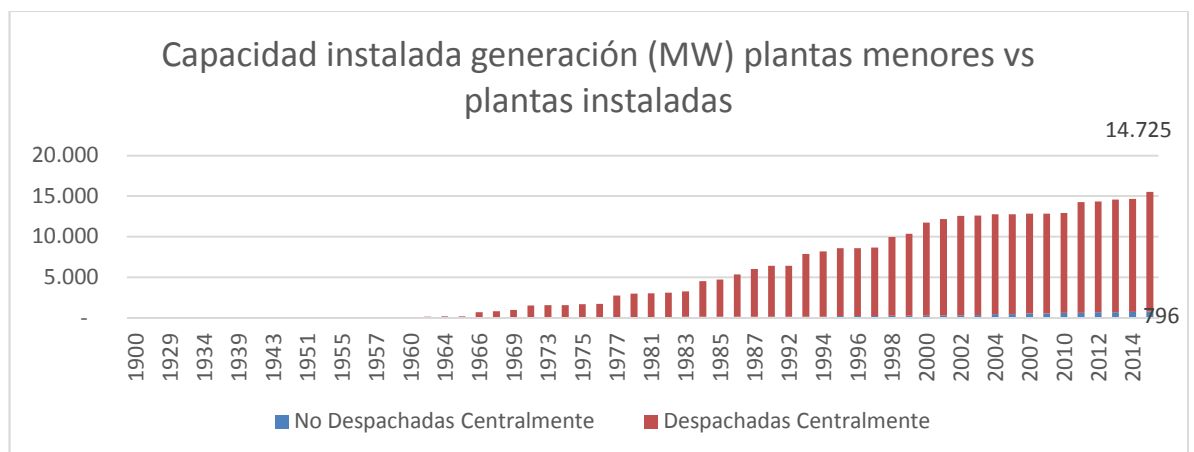
En el Gráfico 16, se muestra la entrada en operación de las plantas de generación menores y no menores, por año, desde el año 1900.

**Gráfico 16.** Cantidad de Plantas Menores vs Plantas Instaladas.



Fuente: Información suministrada por XM corte al 19 de mayo de 2015

**Gráfico 17.** Capacidad Instalada Generación (MW) Plantas Menores vs Plantas Instaladas



Fuente: Información suministrada por XM corte al 19 de mayo de 2015

Como se puede observar en el Gráfico 17, desde 1900 hasta 1960, las plantas instaladas en Colombia solo eran lo que hoy se conoce como plantas menores. En el año 1963 se ponen en funcionamiento dos plantas, que actualmente son

despachadas centralmente: la central térmica Paipa 1 de 31 MW y la Central Hidráulica Esmeralda con 30MW instalados.

El crecimiento de las plantas de generación ha sido constante a partir de la década del setenta, con una fuerte reactivación a finales del siglo XX e inicios del XXI, producto de las reformas del sector a partir del apagón que sufrió el país en la década del noventa.

Para las plantas menores se observa que en el periodo de 1960 hasta 1994 su crecimiento se mantuvo constante, con una pendiente baja del orden de 2,69 MW instalados promedio año. De 1994 hasta el año 2002 se produjo un cambio en la tendencia, aumentado la capacidad instalada promedio año a 16,75 MW. De 2002 a mayo 2015 la tendencia de crecimiento aumentó en un promedio anual de 41,3 MW.

Lo anterior muestra cómo la construcción de plantas menores en el tiempo va en aumento, esto se explica por varios aspectos: El primero tiene que ver con un ambiente regulatorio y de remuneración favorable para el desarrollo de este tipo de proyectos de inversión, como se mostrará más adelante; el segundo, con los bajos volúmenes de inversión en comparación con los requeridos en grandes proyectos de generación; el tercero, con las dificultades cada vez mayores, a nivel social y ambiental, para el desarrollo de grandes proyectos.

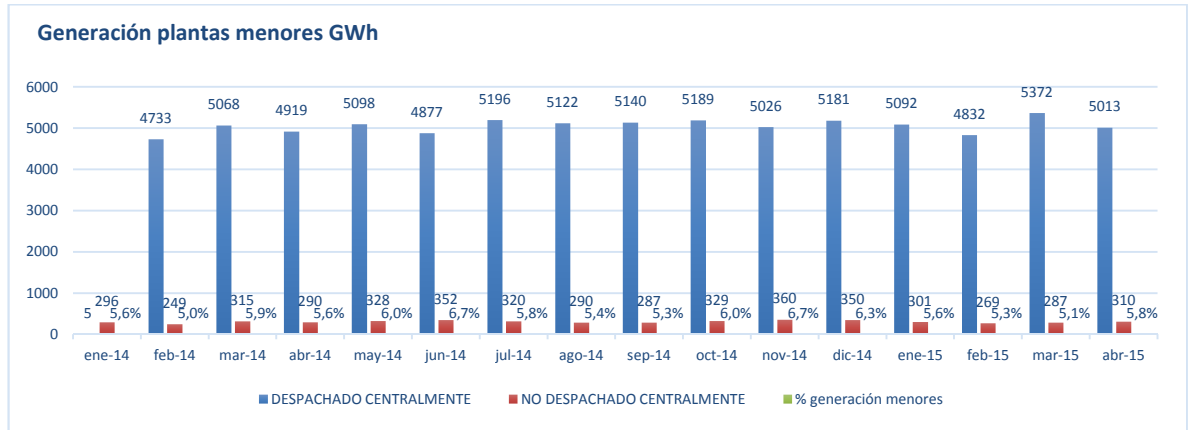
Cuando tenemos en cuenta esta tendencia en el mercado de generación eléctrica, vemos la necesidad de contar con una guía práctica que permita a los empresarios tener claridad sobre el proceso que debe desarrollarse para poner en funcionamiento este tipo de proyectos, desde su conceptualización hasta su entrada en operación, pasando por los diferentes esquemas de comercialización de la energía generada, más aún con la gran cantidad de agentes y regulación de la materia.

#### **4.3. CONTRIBUCIÓN DE LA GENERACIÓN PLANTAS MENORES EN EL MERCADO**

El aporte de energía generada por las plantas menores al sistema colombiano de mayo 2014 a abril 2015 fue de 3780 GWh, frente a un total de producción de 64918 GWh, es decir un 5,8%.

En promedio, la generación mensual del sistema ha sido del orden de 5409,8 GWh/mes, siendo el aporte promedio de las plantas menores de 315,02 GWh/mes, como se muestra en el Gráfico 18.

**Gráfico 18.** Generación plantas menores GWh (Ene 2014 a Abr 2015)

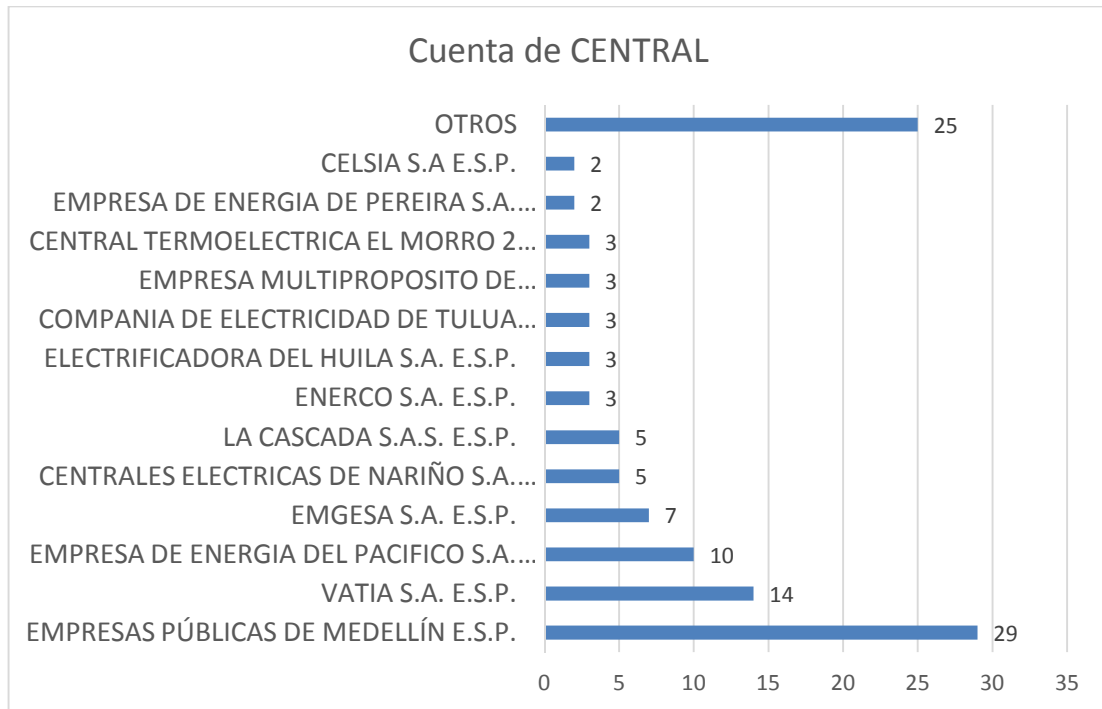


Fuente: XM 2015

#### 4.4. PROPIETARIOS O REPRESENTANTES DE PLANTAS MENORES ANTE EL MERCADO

Las 114 plantas menores existentes en el mercado están representadas por 33 agentes, como se puede observar en el Gráfico 19.

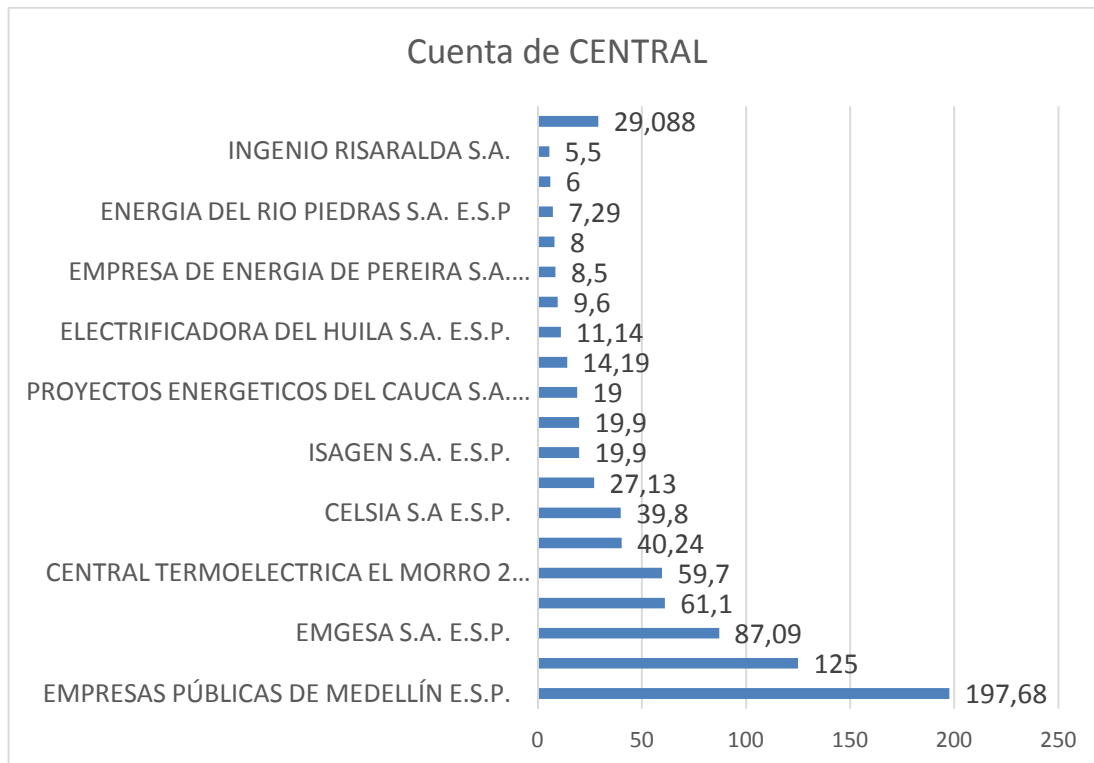
**Gráfico 19.** Cantidad de plantas menores por agente.



Fuente: (XM, 2015)

La distribución de capacidad por agente de los 796 MW instalados se muestra a continuación:

**Gráfico 20.** Capacidad de plantas menores por Agente.



Fuente: (XM, 2015)

En el anexo 1 se relacionan el listado de las 114 plantas menores en operación a mayo de 2015.

## 5. PLANTAS MENORES EN PROCESO DE INCORPORACIÓN

### 5.1. PROCESO DE INCORPORACIÓN

El proceso de incorporación de plantas menores inicia con el registro de proyectos ante la UPME, según lo definido en las resoluciones UPME 0520 y 0638 de 2007.

El registro de proyectos de generación tiene por objetivo identificar las mejores opciones de abastecimiento al mínimo costo, así como realizar un control de la cobertura de la demanda de energía.

En las siguientes Tablas se muestran la cantidad de proyectos inscritos en la UPME en 2008 y en 2014.

**Tabla 6.** Proyectos de Generación Registrados Ante la UPME en Febrero de 2008.

Fase	Número de proyectos	< 20 MW	20 - 100 MW	> 100 MW	Total MW
1	18	138	45	4.250	4.433
2	16	183	119	4.773	5.075
3	1	0	0	660	660
<b>Total</b>	<b>35</b>	<b>321</b>	<b>164</b>	<b>9.683</b>	<b>10.168</b>

Fuente: (CREG, 2014)

**Tabla 7.** Proyectos registrados ante la UPME en marzo de 2014.

Fase	Número de proyectos	< 20 MW	20 - 100 MW	> 100 MW	Total MW
1	84	657	1.154	1.682	3.493
2	10	69	273	114	456
3	2	20	35	0	55
<b>Total</b>	<b>96</b>	<b>746</b>	<b>1.462</b>	<b>1.796</b>	<b>4.004</b>

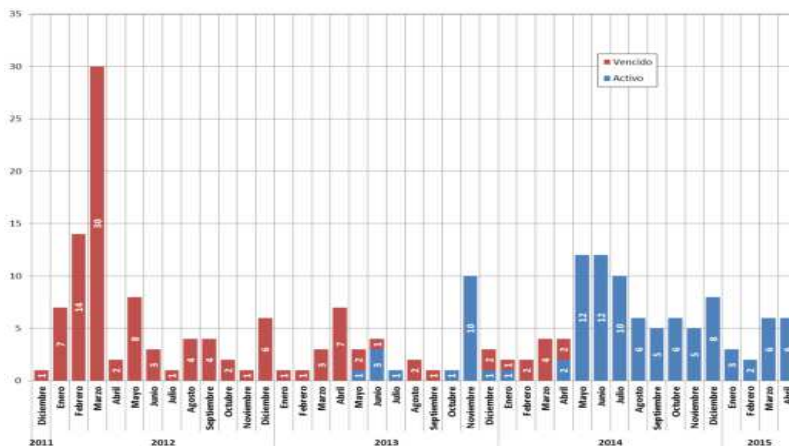
Fuente: (CREG, 2014)

La potencia en MW, asociada a proyectos de capacidad inferior a 20 MW, registrados en la UPME a marzo de 2014, se incrementó 2,3 veces con respecto a los registrados a febrero de 2008.

La UPME tiene la información de proyectos inscritos vigentes y no vigentes. Desde diciembre de 2011 a abril de 2015 se han registrado 2013 proyectos de generación de los cuales 101 cuentan con registro vigente con una capacidad instalada de 3968 MW (UPME, 2015).

A continuación, se muestra la cantidad de proyectos de generación inscritos por mes y su estado de vencimiento.

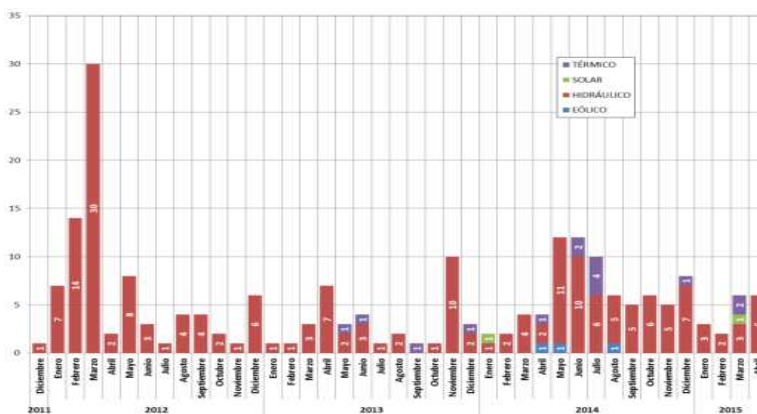
**Gráfico 21.** Proyectos de generación registrados en la UPME por estado de vencimiento



Fuente: Informe UPME Registro de Proyectos de Generación. 30 de abril de 2015. (UPME, 2015).

En el siguiente gráfico se muestran los proyectos registrados, por tipo de tecnología, con una preponderancia de los proyectos de generación hidráulica, seguidos por generación térmica, eólica y finalmente solar.

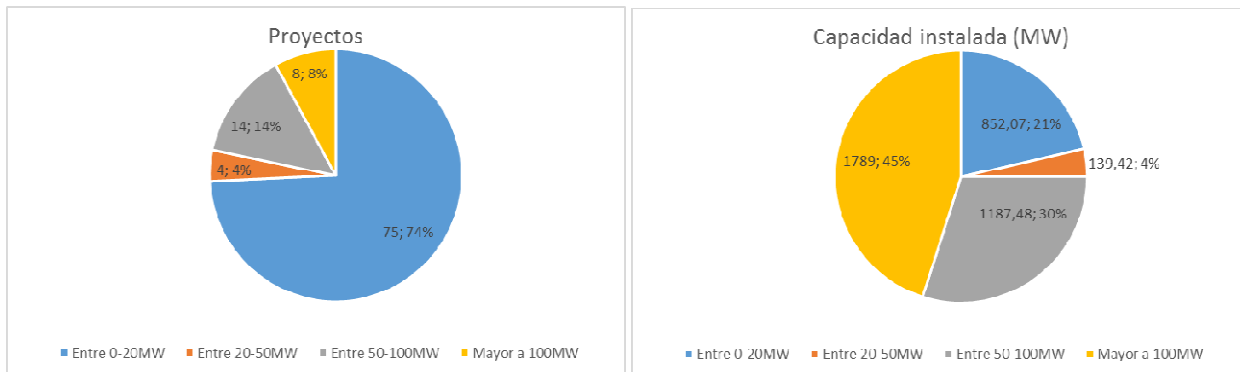
**Gráfico 22.** Registros de Proyectos de Generación UPME por Estado de Vencimiento



Fuente: (UPME, 2015)

De los 101 proyectos activos, 75 son proyectos de plantas menores, es decir el 74,26% con una capacidad del 852,07 (21,5% del total).

**Gráfico 23.** Cantidad y capacidad de proyectos con registro vigente ante la UPME



Fuente: (UPME, 2015)

## 5.2. COSTOS DE PROYECTOS DE GENERACIÓN

Al momento del registro los promotores de los proyectos de generación radican los costos de instalación y costos fijos de AOM en USD/kW

La UPME clasifica los proyectos en categorías, dependiendo del recurso utilizado, el tipo de tecnología y el rango de capacidad.

**Tabla 8.** Categorías de clasificación de proyectos de generación de la UPME

Recurso	Tipo
AGUA	1
BAGAZO	2
CARBÓN	3
FUEL OIL No. 2	4
FUEL OIL No. 6	5
GAS	6

<b>GAS/FUEL OIL</b>	7
<b>GAS/FUEL OIL/CRUDO</b>	8
<b>SOL</b>	9

<b>Tecnología</b>	<b>Tipo</b>
<b>Filo de agua</b>	1
<b>Embalse</b>	2
<b>Ciclo Combinado</b>	3
<b>Ciclo Abierto</b>	4
<b>Convencional</b>	5
<b>Carbón Pulverizado</b>	6
<b>Lecho Fluidizado</b>	7
<b>Fotovoltaica</b>	8

<b>Capacidad</b>	<b>Tipo</b>
<b>0 a &lt;20</b>	1
<b>20 a &lt;100</b>	2
<b>100 o más</b>	3

Fuente: (UPME, 2015)

Las categorías de proyectos de plantas menores registrados son:

- Plantas de agua a filo de agua. Código 111.
- Planta de Fuel Oil No 2 de ciclo abierto. Código 441.
- Plantas Solares con tecnología fotovoltaica. Código 981.

**Tabla 9.** Costos de proyectos registrados.

Categoría	Costo de Instalación [USD/kW]			Costo Fijo de AOM [USD/kW]		
	Mínimo	Promedio	Máximo	Mínimo	Promedio	Máximo
111	1.325,15	2.550,01	8.869,13	0,00	28,68	107,31
112	1.436,04	2.357,22	2.819,48	11,04	20,97	61,02
113	2.160,16	2.310,09	2.567,86	16,85	32,25	43,46
123	1.090,05	1.897,67	2.341,34	9,80	12,67	16,51
252	1.526,41	1.526,41	1.526,41	0,01	0,01	0,01
352	23,45	1.218,17	1.874,40	0,00	0,00	0,00
353	1.333,64	1.896,59	3.255,30	0,00	14,98	27,07
363	1.790,48	1.969,79	2.507,72	4,23	9,03	23,44
373	1.053,22	1.902,83	2.422,41	7,04	30,79	43,46
441	880,29	880,29	880,29	0,00	0,00	0,00
442	440,14	440,14	440,14	27,29	27,29	27,29
542	1.100,36	1.100,36	1.100,36	0,00	0,00	0,00
543	1.638,82	1.638,82	1.638,82	34,76	34,76	34,76
632	63,47	63,47	63,47	10,33	10,33	10,33
633	591,87	751,58	911,29	14,37	22,30	30,22
642	760,98	812,97	877,76	0,03	41,16	79,23
643	303,93	303,93	303,93	0,05	0,05	0,05
732	532,93	532,93	532,93	3,16	3,16	3,16
742	1.100,36	1.100,36	1.100,36	0,13	0,13	0,13
833	842,58	868,91	895,24	0,04	0,04	0,04
843	849,64	849,64	849,64	19,98	19,98	19,98
981	2.339,04	2.339,04	2.339,04	63,05	63,05	63,05

Fuente: (UPME, 2015)

En la tabla anterior se relacionan los costos de instalación en dólares por kilovatio instalados y los costos fijos de administración y mantenimiento dependiendo del recurso, la tecnología y la capacidad de la planta de generación.

## **6. PROCESO PARA REALIZAR LA INCORPORACIÓN DE UN PROYECTO DE GENERACIÓN DE PLANTAS MENORES**

El procedimiento para la realizar la incorporación de un proyecto de generación de plantas menores, desde su conceptualización hasta su puesta en operación, tiene los siguientes pasos:

- a. Registro de proyecto ante la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME).
- b. Solicitud de Licencia Ambiental ante la ANLA o Corporación Autónoma Regional.
- c. Entrada en operación comercial de plantas de generación.
- d. Esquema de comercialización de energía.

### **6.1. REGISTRO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN ANTE LA UPME**

El proceso de registro de proyectos de generación está reglamentado a través de la resolución 0520 del 09 de octubre de 2007 y la 0638 del 06 de diciembre de 2007 expedidos por la Unidad de planeación minero energética.

El proceso de registro tiene un término de vencimiento por fase. El promotor es el responsable de realizar la solicitud de cambio de fase durante el término o informar las modificaciones que puedan presentarse. Si el promotor no realiza el cambio de fase o actualización de modificaciones, la solicitud del proyecto sale del proceso de registro.

El proyecto puede presentar cambio de promotor durante el proceso de registro. En este evento el proceso no reinicia, sino que puede ser cedido entre entidades promotoras.

El proceso de registro está dividido en tres etapas o fases, en las cuales se puede mover dependiendo del avance.

### **6.1.1. Fase 1**

Es la etapa de pre-factibilidad<sup>2</sup> del proyecto. Esta etapa tiene una duración de dos años para proyectos hidroeléctricos y de un año para proyectos térmicos.

La información requerida en esta fase es: Formato de Fase 1; Certificado vigente de constitución y gerencia; Constancia de finalización de estudios de pre-factibilidad; Resumen del estudio de pre-factibilidad; Copia de la carta con radicado del Ministerio de Ambiente Vivienda y Desarrollo Territorial o la Corporación Autónoma Regional respectiva, en donde el promotor solicita a dichas entidades el inicio de los trámites para la obtención de la licencia ambiental del proyecto; y Mapa de localización del proyecto.

### **6.1.2. Fase 2**

Es la etapa de factibilidad<sup>3</sup> en la cual se define si el proyecto es técnica, económica, financiera y ambientalmente factible. En esta etapa el promotor del proyecto debe tener el auto o acto administrativo expedido por la autoridad ambiental, en el cual se establece si el proyecto requiere licencia ambiental. Adicionalmente se solicita información sobre el esquema financiero, esquema empresarial, opciones de compra de los terrenos y diseños de ejecución. Esta etapa debe tener una duración de un año.

La información requerida en esta fase es: formatos de fase y de características específicas diligenciados; certificado vigente de constitución y gerencia; Constancia de finalización de estudios de factibilidad; auto o acto administrativo mediante el cual la autoridad ambiental, Ministerio de Ambiente Vivienda y Desarrollo Territorial o Corporación Autónoma Regional respectiva, decide sobre la alternativa o establece que el proyecto no requiere licencia ambiental; resumen del estudio de factibilidad; información respecto a posible esquema financiero; Información respecto a posible esquema empresarial; información respecto a

---

<sup>2</sup> Según lo definido en la resolución UPME 0520 de 2007, el estudio de prefactibilidad es un estudio en donde se seleccionan entre diferentes alternativas de un proyecto la más atractiva de acuerdo a una evaluación preliminar de la viabilidad técnica y económica del proyecto. Esto implica el desarrollo de estudios de topografía, geología, hidrología (Análisis de caudales y crecientes en caso de proyectos hidroeléctricos), disponibilidad de combustibles (en caso de plantas térmicas), parámetros técnicos del proyecto, así como análisis ambiental.

<sup>3</sup> Según lo definido en la resolución UPME 0520 de 2007, el estudio de factibilidad es un estudio donde se define si un proyecto es técnica, económica, financiera y ambientalmente factible y conveniente y se establece la estructura financiera del mismo. Dicho estudio sirve para tomar la decisión de realizar o no el proyecto.

opciones de compra de terrenos; esquema de compra de combustible y cantidades.

### **6.1.3. Fase 3**

En esta etapa el proyecto debe tener diseños de detalle y cronograma de implementación. En esta fase el promotor del proyecto debe tener la licencia ambiental o el acto administrativo expedido por la autoridad ambiental, en el cual se establece que no se requiere licencia ambiental. Adicionalmente se solicita información sobre el esquema financiero definitivo, esquema empresarial definitivo, diseños de ingeniería de detalle definitivos, cronograma de ejecución, concepto de aprobación de conexión a la red definido por la UPME. Esta etapa debe tener una duración de un año. Esta etapa tiene una duración de un año antes de del inicio de la construcción.

Una vez entregada la información la UPME toma 30 días calendario para realizar la certificación del registro en la fase correspondiente.

El proyecto sale de registro cuando inicia su fase de operación comercial.

## **6.2. SOLICITUD DE LICENCIA AMBIENTAL ANTE LA AUTORIDAD NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES ANLA O CORPORACIÓN AUTÓNOMA REGIONAL**

El Decreto 2041 de octubre de 2014 del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, por el cual se reglamenta el Título VIII de la Ley 99 de 1993 sobre licencias ambientales, es el documento que define los alcances, las autoridades y el tipo de estudios ambientales necesarios para que a cada proyecto le sea aprobada su correspondiente licencia ambiental.

Este decreto determina que son autoridades ambientales competentes las siguientes (Artículo 2, página 4):

1. La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales.
2. Las Corporaciones Autónomas Regionales y las de Desarrollo Sostenible.
3. Los municipios, distritos y áreas metropolitanas cuya población urbana sea superior a un millón de habitantes (Artículo 66 de la Ley 99 de 1993).
4. Las autoridades ambientales creadas mediante la Ley 768 de 2002.

Concepto y alcance de la licencia ambiental (artículo 3, página 4). La licencia ambiental es la autorización que otorga la autoridad ambiental competente para la ejecución de un proyecto, obra o actividad, que de acuerdo con la ley y los reglamentos, pueda producir deterioro grave a los recursos naturales renovables o al medio ambiente, o introducir modificaciones considerables o notorias al paisaje; la cual sujeta al beneficiario de ésta, al cumplimiento de los requisitos, términos, condiciones y obligaciones que la misma establezca en relación con la prevención, mitigación, corrección, compensación y manejo de los efectos ambientales del proyecto, obra o actividad autorizada.

La licencia ambiental lleva implícitos todos los permisos, autorizaciones y/o concesiones para el uso, aprovechamiento y/o afectación de los recursos naturales renovables, que sean necesarios por el tiempo de vida útil del proyecto, obra o actividad.

La licencia ambiental debe obtenerse previamente a la iniciación del proyecto, obra o actividad. Ningún proyecto, obra o actividad requiere más de una licencia ambiental.

Cuando los permisos, concesiones o autorizaciones ambientales forman parte de un proyecto, cuya licencia ambiental sea de competencia de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), las Corporaciones Autónomas Regionales y demás autoridades ambientales no podrán otorgarlos. Es decir, la ANLA tiene prelación de autoridad.

No obstante un proyecto cuente con otros permisos necesarios para su ejecución, en caso de no contar con la licencia ambiental, no se puede dar inicio al mismo.

La licencia ambiental se otorga por la vida útil del proyecto, obra o actividad y cobijará las fases de construcción, montaje, operación, mantenimiento, desmantelamiento, restauración final, abandono y/o terminación (Decreto 2041 de octubre de 2014 del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, Artículo 6°).

Para el caso específico de las plantas menores, por ser de Capacidad Efectiva Neta (CEN) inferior a 20 MW, les aplica, para efectos del otorgamiento de licencia ambiental, la competencia de las Corporaciones Autónomas Regionales (Decreto 2041 de octubre de 2014 del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, artículo 9, página 11).

Además, como parte del proceso de obtención de la licencia ambiental, el promotor del proyecto deberá adelantar los estudios ambientales necesarios, exigidos por la autoridad ambiental.

Estos estudios ambientales corresponden al Diagnóstico Ambiental de Alternativas (DAA) y al Estudio de Impacto Ambiental (EIA). Para la elaboración de estos estudios, la autoridad ambiental correspondiente señala los lineamientos generales que se deben cumplir (Decreto 2041 de octubre de 2014 del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, artículo 14, página 17).

Además de los estudios ambientales, se debe informar a las comunidades afectadas sobre el alcance del proyecto, e incorporar en el EIA los aportes recibidos durante el proceso, siempre que los mismos sean pertinentes. Cuando sea del caso debe aplicarse lo establecido en el artículo 76 de la Ley 99 de 1993, comunidades indígenas y negras.

El DAA tiene como objeto suministrar la información para evaluar y comparar las diferentes opciones, bajo las cuales es posible desarrollar un proyecto. Se debe solicitar pronunciamiento a la autoridad ambiental correspondiente sobre la necesidad o no de presentar DAA. (Decreto 2041 de octubre de 2014 del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, artículo 17, página 19).

Además del DAA (el cual no en todos los casos es requerido) el desarrollador del proyecto debe adelantar el EIA, el cual es el instrumento básico para la toma de decisiones sobre proyectos que requieran licencia ambiental. Se elabora de acuerdo con la metodología general definida en el decreto 2041 de octubre de 2014 del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, artículo 13.

En la siguiente tabla, se discriminan los diferentes permisos que se deben tramitar ante las autoridades ambientales correspondientes, en las diferentes fases de avance del proyecto.

**Tabla 10.** Listado de permisos para desarrollar proyecto Térmicos o Hídricos

LISTADO DE PERMISOS PARA DESARROLLAR PROYECTO TÉRMICOS O HÍDRICOS						
N o.	Autoridad	Permiso	Me ses	Se requiere permiso		Comentarios
			Legal	Estudios	Construcción	
1	ANLA – CAR	Acto administrativo solicitud o no del DAA	0.5	X		Dentro de los quince (15) días hábiles siguientes a la radicación de la solicitud, la autoridad ambiental se pronunciará mediante oficio acerca de la necesidad de presentar o no DAA,

						adjuntando los términos de referencia para elaboración del DAA o del EIA, según el caso.
2	ANLA - CAR	Permiso de investigación científica Decreto 3016 de 2013 (DAA)	2,6 5	X		El permiso se otorga por dos años. Permiso de Estudio para la recolección de especímenes de especies silvestres de la diversidad biológica con fines de Elaboración de Estudios Ambientales.
3	ANLA - CAR	Auto decisión alternativa para EIA	2,4	X		Allegada la información por parte del interesado en el pronunciamiento sobre el DAA la autoridad ambiental competente elegirá la alternativa sobre la cual deberá elaborarse el correspondiente Estudio de Impacto Ambiental y fijará los términos de referencia respectivos, mediante acto administrativo.
4	UPME	Registro del proyecto hidroeléctrico	0,5	X		Los proyectos hidroeléctricos deberán presentar copia del registro correspondiente expedido por la UPME; así mismo la autoridad ambiental competente solicitará a esta entidad concepto técnico relativo al potencial energético de las diferentes alternativas.
5	MADS	Sustracción reserva forestal ley 2da (Si aplica)	8	X		Cuando el proyecto requiera la sustracción de un área de reserva forestal o el levantamiento de una veda, la autoridad ambiental no podrá dar aplicación al numeral 5° (otorgamiento LA) del presente artículo hasta tanto el solicitante allegue copia de los actos administrativos, a través de los cuales se concede la sustracción o el levantamiento de la veda.
6	MADS	Levantamiento de veda	2,2 5	X		
7	ICAN H	Programa de arqueología preventiva	NA	X		Ley 1185 de 2008- En los proyectos de construcción de redes de transporte de hidrocarburos, minería, embalses, infraestructura vial, así como en los demás proyectos y obras que requieran licencia ambiental, registros o autorizaciones equivalentes ante la autoridad ambiental, como requisito previo a su otorgamiento deberá

					elaborarse un programa de arqueología preventiva y deberá presentarse al Instituto Colombiano de Antropología e Historia un Plan de Manejo Arqueológico, sin cuya aprobación no podrá adelantarse la obra.
8	ANLA – CAR	Obtención licencia ambiental	6.5	X	La licencia ambiental llevará implícitos todos los permisos, autorizaciones y/o concesiones para el uso, aprovechamiento y/o afectación de los recursos naturales renovables que sean necesarios por el tiempo de vida útil del proyecto (Solicitud de permisos de captación de aguas superficiales, vertimientos, ocupación de cauces, aprovechamiento de materiales de construcción, aprovechamiento forestal único).
9	ANM	Títulos mineros	NA	X	Se deben solicitar los títulos mineros para las fuentes de materiales que requerirá el proyecto, en caso que del área no tenga aún una concesión otorgada.
10	MME	Declaratoria utilidad pública	NA	X	Sin contar con el otorgamiento de las certificaciones del INCODER y del Ministerio del Interior, las cuales se requieren para otorgar la declaratoria. Por lo general las PNDC pueden acceder a este beneficio.
11	Operador de Red – OR	Estudio de conexión a la red del Sistema de Transmisión Regional (STR) o Sistema de Distribución Local (SDL).	NA	X	El desarrollador del proyecto debe adelantar el estudio de conexión a la red del STR o SDL, de acuerdo con disponibilidad y capacidad instalada de la PNDC. Antes del inicio del estudio, debe solicitar un punto de conexión a la red.
12	UPME	Punto Conexión al Sistema de Transmisión Regional (STR) o Sistema de Distribución Local (SDL).	NA	X	Una vez aprobado el estudio por el Operador de Red correspondiente, se envía a la UPME, para que realice el análisis de la conexión de acuerdo con Estudio de Conexión que se presente, y emita el respectivo concepto.

13	Municipio	Permiso de construcción (campamentos y zonas de reasentamiento)	NA		X	Para la construcción de las obras del proyecto no se requiere licencia de construcción, pero para el campamento y zonas de reasentamiento si y puede ser del orden de 6 meses, pero depende de cada municipio.
14	Municipio	Modificaciones de EOT o POT de cada uno de los municipios	NA		X	Se debe modificar el EOT o POT de manera que se ajusten los usos del suelo con el emplazamiento del proyecto.
15	INVIAS, Gobernación o municipios	Convenios con el INVIAS o con la Gobernación o municipios (según la ubicación) para la recepción de vías	NA		X	
16	CAR	Permiso de aprovechamiento de recursos naturales de: Las zonas de reasentamiento y distritos de riego y Reposición de infraestructura adicional (no contemplada en la licencia ambiental)	NA		X	Los permisos de aprovechamiento (ocupación de cauce de las bocatomas, ocupaciones de cauce que se requieran en la conducción, permiso de aprovechamiento forestal, zonas de explotación de material (si requiere algún recurso natural), Zonas de Disposición de Material de Excavación (ZODME) (si requiere algún recurso natural), concesión de aguas para el distrito y la construcción, vertimientos de agua doméstica y residual), se solicitan a la CAR. El tiempo depende de cada permiso.
17	Empresa de servicios públicos	Convenio servicios públicos domiciliarios	NA		X	Convenios que se deben firmar con las ESP de la zona para que permitan el retiro de toda la infraestructura y reposición de las mismas, cuando sea necesario.
18	ANLA - CAR	Modificación Licencia ambiental	5		X	La modificación de licencia aplica para los casos expuestos en el artículo 19 del decreto 2041 de 2014. No se requerirá adelantar trámite de modificación de la licencia ambiental para aquellas obras o actividades consideradas cambios menores o de

					ajuste normal dentro del giro ordinario de los proyectos según casos que señale el MADS. En caso que los cambios impliquen nuevos impactos ambientales, se presenta complemento del EIA y propuesta de ajuste al plan de manejo ambiental que corresponda.
19	INVIA S	Permiso de transporte de carga extra pesada y extra dimensional	0,5	x	El INVIAS otorga los permisos de tránsito por Red Vial Nacional a cargo del Instituto (Art 12, numeral 12.11 Decreto 2056 del 24 de julio de 2003) cuando los vehículos excedan las normas en cuanto a dimensiones o carga, en un plazo de 10 días hábiles a partir de entrega de solicitud con documentación. Esto aplica para el transporte de equipos para la construcción de la central.
20	ICAN H	Autorización a la intervención de un bien de interés cultural del ámbito nacional	NA	X	Por intervención se entiende todo acto que cause cambios al bien de interés cultural o que afecte el estado del mismo. Comprende, a título enunciativo, actos de conservación, restauración, recuperación, remoción, demolición, desmembramiento, desplazamiento o subdivisión, y deberá realizarse de conformidad con el Plan Especial de Manejo y Protección, si este fuese requerido. La intervención de un bien de interés cultural del ámbito nacional deberá contar con la autorización del Ministerio de Cultura o el Archivo General de la Nación, según el caso. Para el patrimonio arqueológico, esta autorización compete al Instituto Colombiano de Antropología e Historia de conformidad con el Plan de Manejo Arqueológico. <a href="http://www.icanh.gov.co/">http://www.icanh.gov.co/</a>

Fuente: ANLA

### **6.3. PROCEDIMIENTO PARA CONECTAR UNA PLANTA MENOR A UN OPERADOR DE RED**

El procedimiento para realizar la conexión de una planta menor a un operador de red esta descrito en el anexo: PROCEDIMIENTOS DE ASIGNACIÓN DE PUNTOS DE CONEXIÓN DE GENERADORES AL STN, STR O SDL definido en la resolución CREG 106 de 2006. El proceso está dividido en dos partes, dependiendo de si la conexión requiere la expansión de redes o no.

#### **6.3.1. Procedimiento para Conectar una Planta Menor a un Operador de Red sin Expansión de Red**

##### **6.3.1.1. Presentar Estudio de Conexión al Transportador (Factibilidad Técnica y Económica)**

Para realizar la conexión de la planta generadora el agente debe presentar los estudios de factibilidad técnica y económica junto con la solicitud de conexión al operador de STN, STR o SDL, quien debe realizar la revisión del mismo. Este estudio puede ser elaborado por el transportador a solicitud del agente.

##### **6.3.1.2. Concepto de Viabilidad técnica de la Conexión STN, STR o SDL**

El transportador tiene dos meses para dar su viabilidad técnica y debe remitir el resultado a la UPME.

##### **6.3.1.3. Concepto de Viabilidad Técnica de la Conexión UPME**

La UPME dará aval sobre la solicitud de conexión, dando prioridad a quienes se les haya asignado Obligaciones de Energía Firme.

##### **6.3.1.4. Presentar Cronograma de Ejecución a la UPME**

Una vez exista el concepto favorable por parte de la UPME, el agente debe presentar el cronograma de ejecución y enviar avances cuando le sea solicitado.

##### **6.3.1.5. Suscripción del Contrato de Conexión**

La UPME enviará el concepto de la conexión al respectivo operador para que se genere el contrato de conexión 30 en los días hábiles siguientes, después de generado el concepto de la UPME. En este concepto y contrato se definirá la capacidad de transporte.

##### **6.3.1.6. Entrega al ASIC del Contrato de Conexión**

El agente debe entregar al ASIC a la firma del contrato las garantías definidas en el artículo 4 de la resolución CREG 106 de 2006.

Si el generador desiste del proyecto o el proyecto no entra en la fecha establecida con una capacidad de generación de por lo menos el 90% Se liberará la capacidad de transporte definida por la UPME y se hará efectiva la garantía.

Si el contrato de conexión no se firma en los tiempos establecidos el transportador puede ceder la capacidad de transporte a otro proyecto.

### **6.3.2. Procedimiento para conectar una planta menor a un operador de red sin expansión de red**

#### **6.3.2.1. Presentar a la UPME estudio de factibilidad técnica y económica**

Para realizar la conexión de la planta generadora el agente debe presentar los estudios de factibilidad técnica y económica a la UPME con una alternativa de conexión donde los activos están a cargo del agente generador. Si existe punto de conexión del STN, STR o SDL debe anexar carta del transportador indicando que no hay capacidad en el punto de conexión.

#### **6.3.2.2. Concepto de viabilidad técnica de la conexión UPME**

La UPME dará aval sobre la solicitud de conexión dando prioridad a quienes se les hayan asignado Obligaciones de Energía Firme y si el estudio beneficio costo de la conexión es viable.

En caso que la normatividad exija realizar el proyecto mediante mecanismos de libre competencia, la entidad encargada incluirá los documentos de selección.

En caso que no aplique mecanismo de libre competencia se continuará con los pasos presentados en los apartados 6.3.1.3 al 6.3.1.6. de este documento.

### **6.4. ENTRADA EN OPERACIÓN COMERCIAL DE PLANTAS DE GENERACIÓN NO DESPACHADAS CENTRALMENTE**

Los proyectos de generación, transmisión o distribución de energía eléctrica que entren en operación comercial al Sistema Interconectado Nacional (SIN), requieren el cumplimiento obligatorio de la regulación expedida por la CREG y los acuerdos del Consejo Nacional de Operación (CON), con el objetivo de garantizar la operación integrada al SIN de forma segura, confiable y económica. A continuación, se define los aspectos regulatorios y operativos que se deben tener en cuenta para la entrada en operación de plantas al SIN.

En el acuerdo 646 del Consejo Nacional de Operación (CNO)<sup>4</sup> se establece el marco para el procedimiento de entrada en operación de plantas conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN)<sup>5</sup>, de activos del Sistema de Transmisión Nacional (STN), del Sistema de Transmisión Regional (STR) y de activos de conexión al Sistema de Transmisión Nacional.

Es de aclarar que, para la entrada en operación comercial de proyectos de generación, transmisión o distribución de energía eléctrica al sistema interconectado nacional, está definida en la regulación los requisitos de obligatorio cumplimiento para los usuarios que se conectan, los agentes que entregan un punto de conexión y el Centro Nacional de Despacho (CND)<sup>6</sup>.

En el presente numeral se describe el procedimiento para colocar en operación comercial los proyectos de generación que se desean conectar al SIN haciendo un detalle de la regulación asociada a cada paso en el marco del acuerdo 646 del CNO del 05 de septiembre de 2013.

El agente o promotor de un proyecto de generación de energía eléctrica que desee la entrada en operación y conexión al SIN, debe tener en cuenta que este procedimiento no exonera de cumplir los plazos que deben cumplir los generadores con asignación de energía en firme ENFICC<sup>7</sup>, en cumplimiento de las disposiciones del Cargo por Confiabilidad, según lo definido en la resolución CREG 071 de 2006 o aquellas que la complementen, modifiquen o sustituyan.

El cumplimiento de las disposiciones del cargo por confiabilidad implica que la puesta en operación comercial debe ser, a más tardar, en la fecha de inicio de la vigencia de la obligación de energía en firme (Resolución CREG 071 de 2006, capítulo II, artículo 7, numeral 1), cumplir con el cronograma de construcción (Resolución CREG 071 de 2006, capítulo II, artículo 7, numeral 2), permitir la realización de auditorías y su respectivo pago (Resolución CREG 071 de 2006,

---

<sup>4</sup> Consejo Nacional de Operación (CNO). Es el organismo encargado de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del SIN sea segura, confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del Reglamento de Operación y velar por su cumplimiento.

El Centro también está encargado de dar las instrucciones a los Centros Regionales de Despacho para coordinar las maniobras de las instalaciones con el fin de tener una operación segura, confiable y ceñida al Reglamento de Operación y a todos los acuerdos del Consejo Nacional de Operación. (CREG 070, 1998)

<sup>5</sup> Sistema Interconectado Nacional (SIN): Es el sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios, conforme a lo definido en la Ley 143 de 1994. (CREG 086, 1996)

<sup>6</sup> Centro Nacional de Despacho (CND). Es la dependencia encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado Nacional. (CREG 070, 1998)

<sup>7</sup> Es la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación continuamente, en condiciones de baja hidrología, en un período de un año.

capítulo II, artículo 8), constituir y mantener las garantías (Resolución CREG 071 de 2006, capítulo VIII) y constituirse en empresa de servicios públicos. (Ver anexo 5).

Teniendo en cuenta lo anterior, el proceso de puesta en operación comercial es el siguiente:

#### **6.4.1. Enviar notificación del proyecto al CND**

Esta notificación se realizará enviando copia del concepto de conexión emitido por la Unidad de Planeación Minero Energética UPME<sup>8</sup>, en los casos que aplique.

Para el caso de proyectos de cogeneración y de plantas no despachadas centralmente, el CND les informará si se requiere tener sistema de supervisión para el proyecto dentro de los veinte (20) días calendarios siguientes de recibida la notificación.

Sin embargo, luego de la puesta en servicio del proyecto, el CND podrá solicitar la supervisión, en caso de requerirlo, de acuerdo a lo previsto en la Resolución CREG 080 de 1999. (Ver Res. 080 de 1999, Artículo 3, numeral 2, literal b, o aquellas que la complementen, modifiquen o sustituyan).

El CND podrá realizar supervisión directa sobre las variables de operación de las plantas generadoras no despachadas centralmente, que a su criterio requiera. (Ver Anexo 6)

#### **6.4.2. Enviar comunicación firmada por el OR o TN informando capacidad de transporte**

Enviar comunicación firmada por el Operador de Red (OR) o el Transmisor Nacional (TN) que entrega el punto de conexión, informando la capacidad de transporte asignada en el contrato de conexión y las fechas de entrada en operación de la primera unidad y la planta establecidas en el contrato de conexión, junto con la garantía de que trata la Resolución CREG 106 de 2006 o aquellas que la complementen, modifiquen o sustituyan.

Esta garantía tiene por objeto asegurar la utilización de la capacidad de transporte asignada para el proyecto de generación. Esta garantía puede ser bancaria, aval bancario o carta de crédito de un dólar por cada kilovatio instalado y debe estar

---

<sup>8</sup> Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME). Es una unidad administrativa especial, adscrita al Ministerio de Minas y Energía, encargada de la planeación integral del sector minero energético, creada por el Decreto 2119 de 1992 y organizada según lo previsto en el artículo 15 de la Ley 143 de 1994. (CREG 001, 1994)

vigente hasta la fecha de entrada en operación. Adicionalmente se pueden constituir otras garantías que los agentes estimen convenientes. (Ver anexo 7)

Se debe recordar que el contrato de conexión debe estar firmado máximo a los treinta (30) días hábiles siguientes a la fecha de la remisión del concepto por parte de la UPME, o a la fecha que se defina en los documentos de selección de la convocatoria, si es el caso. (Ver Res. CREG 106 de 2006, o aquellas que la complementen, modifique o sustituyan).

#### **6.4.3. Constitución de garantías**

El agente que desarrolla un proyecto de incorporación de nuevas unidades de generación al STN debe garantizar la puesta en operación comercial del proyecto, como mínimo, con el 90% de la capacidad en la fecha definida. Esta información la emitirá el CND.

La garantía a constituir debe ser por un monto igual al 40% del costo del proyecto, calculado con el valor de las unidades constructivas que lo componen, o las que sean asimilables o las que estime la UPME y se debe actualizar cada doce meses.

La garantía debe estar vigente desde la fecha de entrada en operación del proyecto, más dos meses, y se debe mantener vigente 15 días hábiles antes de la fecha de vencimiento. En caso de cambios en la fecha de entrada en operación, se debe reportar la situación al ASIC y se deben mantener vigentes las garantías.

Las garantías serán emitidas a favor del ASIC y administradas por el ASIC. El ASIC realizará la facturación al agente o realizará la ejecución de las garantías en caso de incumplimiento (Anexo 1 de la resolución CREG 022 de 2001 definido en la resolución CREG 097 de 2007 en el numeral 4.4) por un valor equivalente al ingreso esperado del transmisor.

El agente debe constituir la garantía establecida en la Resolución CREG 093 de 2007 (o aquellas que la complementen, modifiquen o sustituyan), en el caso de requerirse. (Ver anexo 8).

#### **6.4.4. Información al CND con seis meses de anticipación**

Por lo menos con seis (6) meses de anticipación a la fecha prevista de entrada en operación comercial, se deberá remitir al CND la siguiente información:

#### **6.4.4.1. Información Técnica**

Información técnica preliminar mínima para la realización de estudios de planeamiento operativo eléctrico de mediano plazo, de acuerdo con lo definido en el Anexo 1 del acuerdo CNO 601.

El acuerdo CNO 601 establece los plazos para el reporte de parámetros técnicos de los activos conectados al sistema interconectado nacional para la realización del planeamiento operativo eléctrico. En el anexo 1 del mismo acuerdo se definen los protocolos de información para cada uno de los componentes del sistema eléctrico (Ver anexo 9). Estos protocolos están divididos en los siguientes componentes del sistema:

- Protocolo de información de líneas del SIN y sus elementos asociados para planeación.
- Protocolo de transformadores del SIN para planeación.
- Protocolo de condensadores del SIN para planeación.
- Protocolo de reactores del SIN para planeación.
- Protocolo de generadores del SIN para planeación.
- Protocolo de compensadores estáticos del SIN para planeación.
- Protocolo de barras, bahías y subestaciones del SIN para planeación.

#### **6.4.4.2. Diagrama Unifilar**

Diagrama unifilar del área de influencia del proyecto. (Ver Res. 025 de 1995- Código de Conexión Anexo CC7, o aquellas que la complementen, modifiquen o sustituyan).

El código de conexión anexo CC7 establece la guía para elaboración y presentación de planos del sitio de conexión (Ver anexo 10). Define los estándares técnicos en lo referente al sistema internacional de unidades a utilizar, normas técnicas de presentación y listado de documentos de la información sobre planos.

El anexo está dividido en los siguientes capítulos:

- Planos: Establece que su elaboración se debe realizar de acuerdo a las publicaciones IEC 27, 113, 391, 416, 417, 617, 750 e ISO. Los planos a entregar están agrupados en: planos de equipos de alta tensión, planos de plantas y cortes, planos de obra civil, planos eléctricos, planos de estructuras, planos de servicios auxiliares y de emergencia.
- Manuales: Establece que su elaboración se debe realizar de acuerdo a las publicaciones IEC 278, 694, 848, 1082, SC3B y normas ANSI / IEEE C37.1. Los manuales a entregar son: manuales de operación y mantenimiento, manuales de montaje y manuales de planos eléctricos.

- Pruebas: Se debe entregar copia de los reportes de pruebas de cada equipo en particular, las pruebas requeridas son: pruebas tipo, pruebas de rutina y aceptación, pruebas de campo y puesta en servicio y el plan de pruebas.
- Memorias de cálculo: Se debe realizar la entrega de las siguientes memorias de cálculo: cargas sísmicas, protecciones eléctricas, sistemas de comunicaciones y esfuerzos mecánicos en barras y líneas.

#### **6.4.4.3. Coordinación con NT u OR**

Coordinar con el TN u OR los trabajos y activos requeridos para la incorporación o conexión del nuevo proyecto al SIN.

La gestión de las consignaciones que se requieran para la conexión del proyecto se realizará cumpliendo con los plazos y procedimientos previstos en la reglamentación vigente para la coordinación de consignaciones en el SIN.

#### **6.4.5. Información al CND con noventa días de anticipación**

Con una anticipación mínima de noventa (90) días calendarios a la fecha prevista de entrada en operación se deberá remitir al CND la siguiente información:

##### **6.4.5.1. Trabajos de Expansión**

Comunicación informando sobre los trabajos de expansión y los activos requeridos para la incorporación o conexión del nuevo proyecto al SIN. (Ver Res. 011 de 2009, Res. 097 de 2008, Res. 093 y Res. 094 de 2012 o aquellas que las complementen, modifiquen o sustituyan). (Ver anexo 11).

El agente representante debe solicitar a la CREG la aprobación, mediante resolución de la remuneración de los activos de conexión, para lo cual debe relacionar el inventario de activos clasificados por unidad constructiva. Con base en esta información el administrador de cuentas del sistema de transmisión nacional liquidará y facturará los ingresos correspondientes a los TN.

Adicionalmente, el 31 de marzo de cada año el OR debe reportar a la comisión los activos que hayan entrado en operación durante el último año con el detalle y en los formatos que la CREG dispone para tal objetivo.

Finalmente se establece que el agente que representa ante el LAC los activos será responsable de cualquier evento que ocurra entre la fecha de entrada en operación y el inicio de su remuneración. Por lo tanto, debe reportar los eventos que ocurran y que ocasionen la liquidación de energía no suministrada.

#### **6.4.5.2. Coordinación con el CND**

Coordinar con el CND las necesidades de canales de comunicaciones. (Ver Res. 025 de 1995 Código de Conexión, Anexo CC3, o aquellas que la complementen, modifiquen o sustituyan). (Ver anexo 12)

En el código de conexión, anexo CC3 se definen los equipos de telecomunicación requeridos, canales para tele protección, equipos para el registro de fallas y los requisitos de mantenimiento para asegurar la comunicación del proyecto con el CND.

#### **6.4.5.3. Estudio Preliminar**

Estudio preliminar de coordinación de protecciones. El contenido mínimo de este informe se especifica según lo descrito en el anexo 2 del Acuerdo del CNO 646. (Ver anexo 13)

La información requerida para la elaboración del estudio de protecciones debe incluir la descripción del proyecto, los elementos a proteger y el área de impacto del estudio y estudios de carga y de cortocircuito.

#### **6.4.6. Información al CND con cuarenta y cinco días de anticipación**

Con una anticipación mínima de cuarenta y cinco (45) días calendario a la fecha prevista de entrada en operación comercial, se deberá remitir al CND la siguiente información

##### **6.4.6.1. Estudio de Protecciones**

Estudio de coordinación de protecciones de los equipos y el área de influencia del proyecto que considere las recomendaciones del TN u OR y del CND, incluyendo análisis de flujos de carga y cortocircuito. Ver documento “Guías para el buen ajuste y coordinación de protecciones del SIN”. (Ver Res. 025 de 1995- Código de Conexión Anexo CC4, o aquellas que la complementen, modifique o sustituyan). (Anexo 14)

El estudio de coordinación de protecciones define las consideraciones generales que deben cumplir los sistemas de protección eléctrica de los proyectos de generación y expansión.

El anexo CC4 presenta los requisitos técnicos de los equipos y esquemas de protección que se deben suministrar en el sitio de conexión, lado Transportador y lado Usuario. Haciendo énfasis en el esquema de protección de líneas y subestaciones conectadas al STN.

##### **6.4.6.2. Diagrama Unifilar**

Diagramas unifilares con la ubicación de las protecciones que permitan identificar las acciones de las mismas y sus esquemas, indicando también sus transformadores de instrumentación asociados y sus características eléctricas. (Ver Res. 025 de 1995- Código de Conexión Anexo CC4-CC7, o aquellas que la complementen, modifiquen o sustituyan).

Los requisitos o características ya están definidas en los numerales 4.4.6.1 y 4.4.4.2 de este documento.

Nota: El CND enviará comentarios al agente dentro de los veintitrés (23) días calendario siguientes a la recepción del estudio de coordinación de protecciones.

#### **6.4.7. Información al CND con treinta días de anticipación**

Con una anticipación mínima de treinta (30) días calendarios a la fecha prevista de entrada en operación comercial, se deberá remitir al CND la siguiente información:

##### **6.4.7.1. Señales Disponibles SOE**

Listado de las señales disponibles de SOE. Las señales de SOE se especifican en el Anexo 3 del acuerdo CNO 646. (Ver Res. 025 de 1995 Código de Conexión, Anexo CC6, Acuerdo CNO 491, o aquellas que la complementen, modifiquen o sustituyan). (Anexo 15)

Las señales SOE son aquellas señales eléctricas o digitales requeridas por el Centro Nacional de Despacho para conocer el estado de operación de los diferentes componentes eléctricos del sistema de generación, transformación o distribución, asociados a los proyectos que se requiere su entrada en operación comercial. En el anexo 3 del acuerdo CNO 646 se listan las señales mínimas requeridas por los diferentes grupos de equipos segmentados de la siguiente forma:

- Señales asociadas a los equipos de generación.
- Señales asociadas a los interruptores (Diámetro).
- Señales asociadas a las protecciones diferenciales.
- Señales asociadas a las protecciones de las líneas.
- Señales asociadas a las protecciones los transformadores monofásicos y trifásicos.
- Señales asociadas a los condensadores.

El anexo CC6 de la resolución CREG 025 de 1995 describe los requisitos técnicos de los equipos eléctricos asociados a los sistemas de supervisión y control que se conectan con el CND o los CRD, así como los mecanismos para el intercambio de

información sobre la operación de las redes, subestaciones y centrales de generación.

El acuerdo CNO 491 en su anexo 1, define la clasificación de los eventos de operación que se deben considerar en la transmisión de las señales de operación.

#### **6.4.7.2. Señales Disponibles SCADA**

Listado de las señales disponibles de SCADA<sup>9</sup>. Las señales de SCADA se especifican en el Anexo 4 del acuerdo CNO 646. (Ver Anexo 16 del presente documento).

En el anexo 4 del acuerdo CNO 646 se definen los requisitos mínimos de señales de SCADA que se deben entregar al CND. Las señales a reportar están segmentadas en los siguientes grupos de equipos eléctricos y su función es informar los valores de las variables eléctricas requeridas para la operación de los componentes del sistema.

- Bahías de Líneas y transformadores.
- Bahías de generación.
- Bahías de compensación.
- Bahías de acople, transferencia, seccionamiento de barra.
- Barra o segmento de barra.
- Transformadores de potencia.
- Cargas conectadas directamente al STN.
- Equipos de conmutación.

Una vez recibido el listado de señales disponibles de SCADA se deben coordinar los protocolos de pruebas de supervisión hasta lograr el recibo a satisfacción, de acuerdo a lo descrito en la resolución CREG 025 de 1995 en sus anexos CC6 y CC6.

#### **6.4.8. Registro del promotor del proyecto como agente generador**

Registro del promotor del proyecto como agente generador ante el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), en caso de que no se encuentre registrado, o comunicación informando el agente generador que lo representará. (Ver Res. 24 de 1995, o aquellas que la complementen, modifiquen o sustituyan). (Ver anexo 17).

---

<sup>9</sup> Supervisory Control And Data Acquisition es un software para ordenadores que permite controlar y supervisar procesos de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

En el artículo 11 de la resolución CREG 024 de 1995 se definen los pasos requeridos para realizar el registro de los agentes en el mercado mayorista ante el ASIC.

#### **6.4.9. Registro de las fronteras comerciales ante el ASIC**

Registro de las fronteras comerciales ante el ASIC (frontera de generación y de consumos auxiliares) dentro de los plazos establecidos para ello en la regulación vigente, utilizando los formatos publicados por el ASIC. (Ver Res. CREG 006 de 2003 modificada por la Res. CREG 013 de 2010, o aquellas que la complementen, modifiquen o sustituyan). En el numeral 4,5 del presente documento se describe el proceso asociado.

#### **6.4.10. Información al CND con siete días de anticipación**

Informar al CND como mínimo con siete (7) días calendario de anticipación, la fecha prevista para la iniciación de pruebas de puesta en servicio conectadas al SIN. (Ver Res. CREG 121 de 1998, o aquellas que la complementen, modifiquen o sustituyan). (Ver anexo 18 del presente documento).

#### **6.4.11. Información al CND con tres días de anticipación**

Enviar al CND con tres (3) días calendario de anticipación a la ejecución de pruebas de puesta en servicio, el cronograma y la descripción de las pruebas a realizar conectadas al SIN. (Ver Res. CREG 121 de 1998, o aquellas que la complementen, modifiquen o sustituyan).

#### **6.4.12. Declaración de entrada en operación de la unidad y/o planta**

Previo a la declaración de entrada en operación de la unidad y/o planta el agente generador o el generador que lo represente enviará al CND la siguiente información:

##### **6.4.12.1. Declaración de Parámetros**

Información para la declaración de los parámetros de la unidad y planta con la información definitiva consignada en el formato del Acuerdo CNO 601, o aquel que lo modifique o sustituya. (Anexo 9 del presente documento).

#### **6.4.12.2. Plantas de Generación Térmica**

Para las plantas de generación térmicas se requieren diligenciados los formatos del Acuerdo CNO 531 o aquel que lo modifique o sustituya (parámetros y rampas).

En los anexos 4 y 5 del Acuerdo CNO 531 se relacionan los formatos de información técnica a declarar para las plantas de generación térmicas. (Ver anexo 19 del presente documento).

#### **6.4.12.3. Plantas de Ciclo Combinado**

Para plantas de ciclo combinado, que tengan mínimo dos unidades de gas, se debe enviar el Acuerdo CNO en el que se apruebe el modelo de rampas, según lo definido en la resolución Res. 093 de 2010 o aquellas que la complementen, modifiquen o sustituyan. (Ver anexo 20 del presente documento).

#### **6.4.12.4. Coordinación con CND**

Coordinar con el CND las pruebas de supervisión hasta la recepción a satisfacción, según la Res. 025 de 1995 Código de Conexión Anexo CC5-CC6, o aquellas que la complementen, modifiquen o sustituyan. (Ver anexo 16 del presente documento).

#### **6.4.12.5. Requisitos**

Requisitos y/o características para el reporte de resultados de pruebas de estatismo y banda muerta, según lo establecido en el Acuerdo CNO 496 o aquel que lo modifique o sustituya.

Según lo descrito en el Acuerdo CON 496 para el reporte de pruebas de estatismo y banda muerta, se realizan, según el Acuerdo CON 495 de 2010, donde está como Anexo 1 de protocolos. Sin embargo, este requisito no aplica para las pequeñas centrales por cuanto estas no están despachadas centralmente.

#### **6.4.12.6. Reporte de Resultados**

Reporte de los resultados de la prueba de potencia reactiva, según el procedimiento establecido en el Acuerdo CNO 639 de 2013 o aquellos que lo modifiquen o sustituyan.

En el acuerdo No. 639 de Julio 4 de 2013 se establece el procedimiento para la realización de las pruebas de potencia reactiva de unidades de generación despachadas centralmente. Por lo tanto, este requisito no aplica para las pequeñas centrales por cuanto estas no están despachadas centralmente.

#### **6.4.12.7. Firma por TN u OR**

Comunicación firmada por el TN u OR que entrega el punto de conexión, informando el cumplimiento del Código de Conexión.

Una vez cumplidos todos los requisitos del numeral 4.4 descritos en el presente documento, el agente generador o el generador que lo represente podrá declarar en operación comercial el proyecto.

En el acuerdo CNO 646 se establecen además las siguientes notas:

- **Nota 1:** Dado que la declaración de entrada en operación comercial de una planta despachada centralmente se oficializa con la declaración de la oferta para el despacho económico, es necesario que la comunicación de entrada en operación comercial se reciba en el CND, como mínimo dos días antes de la fecha de recepción de la primera oferta, esto con el fin de que se adecúen todos los procedimientos necesarios en el despacho económico. (Ver Res. 121 de 1998, artículo 1, literal c, o aquellas que la complementen, modifique o sustituyan) (Anexo 18). Si es una planta no despachada centralmente, junto con la declaración de entrada en operación comercial, se enviará por primera vez en el aplicativo que se disponga para ello y con los tiempos de adecuación antes mencionados, el programa horario de generación a incluir en el despacho económico.
- **Nota 2:** Para el retiro y reingreso de plantas se deberán seguir los procedimientos establecidos en la Resolución CREG 071 de 2006 o aquellas que la complementen, modifiquen o sustituyan (Artículos 14, 15 y 16).

Para plantas que soliciten reingreso antes de cumplir un año posterior a su retiro y que de acuerdo con el artículo 16 de la Resolución CREG 071 de 2006 conserven la capacidad de transporte asignada, tendrán que informarlo a la CREG y al CND como mínimo treinta (30) días calendario antes de la fecha de entrada en operación comercial y cumplir con los requisitos que le apliquen. (Ver anexo 21)

#### **6.4.13. Resolución CREG 106 de 2016, establece**

Para verificar lo establecido en la Resolución CREG 106 de 2006 (o aquellas que la complementen, modifiquen o sustituyan) acerca del cumplimiento por parte del generador de la entrada en operación en la fecha establecida en el contrato de

conexión, con por lo menos el 90% de la capacidad asignada, el agente generador que lo represente debe enviar al CND alguno de los siguientes documentos:

#### **6.4.13.1. Pruebas de Consumo**

Reporte con los protocolos de las pruebas de consumo térmico específico, para el caso de plantas térmicas (Ver Acuerdo CNO 423, o aquellos que los modifiquen, o sustituyan), y de Factor de Conversión, para el caso de plantas hidráulicas (Ver Acuerdo CNO 360 y 427 aquellos que los modifiquen o sustituyan), en las cuales conste la capacidad efectiva neta.

El acuerdo CNO 423 de enero 31 de 2008, que modificó el acuerdo CNO 311, en su anexo 1 establece el procedimiento para realizar la prueba de consumo térmico específico neto y capacidad efectiva neta de las plantas térmicas del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

El acuerdo CNO 427 del 27 de marzo de 2008, define el procedimiento para la estimación del factor de conversión de las plantas hidráulicas nuevas o especiales.

El acuerdo CNO 360 del 25 de mayo de 2006, establece el protocolo para la estimación del factor de conversión de plantas hidráulicas.

#### **6.4.13.2. Sistema de Supervisión**

Si la planta tiene sistema de supervisión con el CND, enviar reporte de potencia mostrado en el sistema SCADA el día de la entrada en operación, en el cual se evidencie que la potencia generada es superior o igual al 90% de la capacidad asignada en el contrato de conexión.

#### **6.4.13.3. Reporte de Contratos**

El reporte de contadores el día de la entrada en operación, siempre y cuando logre generar por lo menos en un período horario, al menos el 90% del valor de capacidad efectiva neta estipulado en el contrato de conexión.

#### **6.4.13.4. Reporte de Capacidad**

Reporte de la capacidad instalada de la planta expedido por el operador de red, para los proyectos que no tienen supervisión con el CND.

#### **6.4.14. Entrada en Operación el Proyecto**

Una vez entrado en operación el proyecto, el agente deberá enviar dentro de los treinta (30) días calendario siguientes; el ajuste de los dispositivos de protección implementados en sitio, en la plataforma o en el formato que el CND defina. (Ver Res. 080 de 1999 Artículo 4 numeral 3a, o aquellas que la complementen, modifiquen o sustituyan). (Ver anexo 22)

### **6.5. REGISTRO DE FRONTERAS DE GENERACIÓN ANTE EL MERCADO MAYORISTA**

Las solicitudes para el registro de Fronteras Comerciales deberán hacerse al ASIC, en un plazo de cinco (5) días antes de la fecha de cálculo de las garantías que debe otorgar el agente al ASIC, utilizando los formatos que para tal efecto defina el ASIC. La información en los formatos mencionados corresponde a la requerida para la correcta operación comercial de la frontera.

#### **6.5.1. Estudio de la solicitud de Registro**

El ASIC la estudiará, solicitará las aclaraciones y publicará en un medio electrónico que permita ver en tiempo real la información del registro, con base en la cual operará comercialmente dicha frontera, con una antelación no inferior a tres (3) días respecto de la fecha de registro de la respectiva frontera.

#### **6.5.2. Publicación de la información del registro por parte del ASIC**

El ASIC publicará la información del registro con todos los datos necesarios para la revisión del registro por parte del agente que hizo la solicitud y de otros interesados.

#### **6.5.3. Revisión y aclaraciones a la solicitud de registro**

A partir de la fecha en que se publique la información de que trata el numeral 6.5.2 del presente documento, el agente y los terceros interesados tendrán un plazo máximo de dos (2) días para su revisión, para hacer observaciones, o para manifestar y sustentar su desacuerdo con las condiciones de la solicitud del registro.

#### **6.5.4. Fecha de registro**

Se entenderá por fecha de registro de la Frontera, como la fecha en que se haya culminado el procedimiento descrito y el ASIC haya aprobado las respectivas garantías. Ésta se considera como la fecha de entrada en Operación Comercial de la Frontera Comercial, a partir de las veinticuatro (24:00) horas del mismo día.

#### **6.5.5. Observaciones y modificaciones posteriores a la fecha de registro**

En caso de que se presenten observaciones después de registrada la frontera, que impliquen modificaciones en las liquidaciones comerciales asociadas con ella, el agente tendrá un plazo máximo de cinco (5) días para ajustar las condiciones de registro, o de lo contrario este registro será cancelado y deberá gestionarse un nuevo registro de la frontera.

## 7. ESQUEMA DE COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA

Las Plantas No Despachadas Centralmente (PNDC) están definidas como aquellas que pueden participar en el Mercado de Energía Mayorista (MEN), pero sin que su generación sea programada por el Centro Nacional de Despacho (CND). Es decir, son plantas que no están obligadas a declarar disponibilidad y precios para satisfacer la demanda, y en caso tal que decidan autónomamente declarar sus disponibilidades (megavatio - MW) no tienen que informar precios.

Las Plantas Menores son centrales de generación de energía eléctrica con una capacidad efectiva neta inferior a los 20 MW. La Resolución CREG 086 de 1996, artículo 3 (modificado por la Resolución CREG-032 y 039 de 2001) establece las opciones para la comercialización de energía de las plantas de generación.

Las plantas menores, con capacidad efectiva menor de 10 MW, deberán comercializar la energía generada teniendo en cuenta los siguientes lineamientos de acuerdo con lo establecido en la resolución:

- La energía generada por una Planta Menor puede ser vendida a una comercializadora que atiende mercado regulado, directamente sin convocatoria pública, siempre y cuando no exista vinculación económica entre el comprador y el vendedor. (Ver Resolución CREG 005 de 2001).
- La energía generada por una Planta Menor puede ser ofrecida a una comercializadora que atiende mercado regulado, participando en las convocatorias públicas que abran estas empresas. En este caso y como está previsto en la Resolución CREG -020 de 1996, la adjudicación se efectúa por mérito de precio.
- La energía generada por una Planta Menor puede ser vendida, a precios pactados libremente, a los siguientes agentes: Generadores o Comercializadores que destinen dicha energía a la atención exclusiva de Usuarios No Regulados.

Estas plantas, por su capacidad, no tendrán acceso al Despacho Central y por lo tanto no participarán en el Mercado Mayorista de electricidad.

Las plantas menores, con capacidad efectiva mayor o igual a 10 MW y menor de 20 MW, podrán optar por acceder al Despacho Central y tener participación en el Mercado Mayorista de electricidad, ya sea por su capacidad efectiva neta o por decisión propia. En estos casos, pese a no participar directamente en el Mercado

de Energía Mayorista (MEM), las Plantas Menores pueden ser incluidas dentro del esquema de Cargo por Confiabilidad cuando tienen contratos de venta de energía.

En caso de que estas plantas menores no se sometan al Despacho Central, la energía generada por dichas plantas puede ser comercializada con los lineamientos descritos para las menores de 10 MW.

Adicionalmente, la resolución CREG 086 de 1996 incorpora aspectos a considerar para la puesta en operación comercial de las PNDC.

### **7.1. NEGOCIACIÓN DE VENTA DE ENERGÍA DE PNDC**

Como indicamos antes en este mismo documento, la regulación le permite a los propietarios de PNDC vender su energía en diferentes modalidades, de tal manera que puedan aprovechar las ventajas regulatorias existentes:

1. Venta en el spot, caso en el cual, la planta es responsable de recaudar el CERE. A su vez, el Operador del Mercado le pagará el Cargo por Confiabilidad<sup>10</sup> a cada planta de acuerdo con sus Obligaciones de Energía Firme<sup>11</sup>.
2. Venta en contratos de energía, suscritos de forma libre para atender demanda de clientes del mercado no regulado.
3. Venta en contratos para atender demanda regulada, producto de la participación en convocatorias abiertas por parte de los comercializadores del mercado regulado (resolución CREG 020 de 1996)

Las dos últimas modalidades le permiten al vendedor percibir el precio de venta sin tener que devolver al mercado el CERE.

---

<sup>10</sup> CARGO POR CONFIABILIDAD: Remuneración que se paga a un agente generador por la disponibilidad de activos de generación con las características y parámetros declarados para el cálculo de la ENFICC, que garantiza el cumplimiento de la Obligación de Energía Firme que le fue asignada en una Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme o en el mecanismo que haga sus veces.

<sup>11</sup> ENERGÍA FIRME PARA EL CARGO POR CONFIABILIDAD (ENFICC): Es la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación continuamente, en condiciones de baja hidrología, en un período de un año.

Esta ventaja competitiva, la cual amerita un análisis adicional, material de otro estudio, tiene su origen en el entendimiento que hace el regulador, de que los contratos de suministro de energía implican la obligación, por parte del vendedor, de la entrega de ciertas cantidades horarias de energía, consignadas en los contratos. Sin embargo, por regla general, los contratos de venta de energía por parte de las PNDC son en modalidad Pague lo Generado. Es decir, la obligación de entrega de la energía se da solo si la planta genera, de lo contrario, no existe obligación por parte del vendedor.

En el mercado, los contratos Pague lo Generado no existen, existen los Contratos Pague lo Contratado, asociado a la generación real de un activo.

Ahora bien, aunque la regulación definió la forma en que se puede vender la energía, la negociación de la misma es el resultado del desarrollo y evolución del mercado.

Cuando hacemos alusión a “negociación de energía”, hablamos no solo de precio, sino de todas aquellas consideraciones que se deben tener en cuenta cuando se piensa en vender la producción de una PNDC.

Entre los aspectos más importantes a tener en cuenta, de acuerdo con nuestra consideración, están:

- Modalidad de venta.
- Modalidad de precios.
- Vigencia del contrato.
- Contraparte.
- Garantías.
- Condiciones de pago.
- Fecha de inicio del suministro.
- Actualización de precios.
- Representación ante el mercado.

## **7.2. MODALIDAD DE VENTA**

Como indicamos antes, los desarrolladores de PNDC tienden a vender en modalidad “Pague lo Generado”, la cual les permite eliminar el riesgo de exposición a bolsa cuando no se puede suministrar con el recurso propio.

En el mercado eléctrico colombiano, los contratos de venta de energía son financieros, es decir, no existe obligación de entregar físicamente la energía (generarla). Cuando un agente no puede suministrar la energía comprometida en

un contrato de venta, puede adquirir el respaldo con otros agentes o simplemente esperar que el Operador del Mercado haga el balance de ventas vs. Compras contra el spot.

Esta última instancia implica asumir el riesgo de la volatilidad del precio del spot, perder dinero en el balance, y además, presentar ante el mercado las garantías que sean requeridas (bancarias, prepagos, etc. Todas muy líquidas y costosas)

Por otra parte, el precio al que está dispuesto a pagar una compañía por una energía firme, en contratos Pague lo Contratado, es superior al que pagaría por una energía en contrato Pague lo Generado.

La razón es obvia, en un contrato Pague lo Generado no tenemos certeza de cuánto, ni cuándo se entregará la energía, y en el caso de las Pequeñas Centrales Hidroeléctrica (PCH), por lo general cuentan con mayor generación en los periodos de invierno, que es cuando el precio de la energía en el spot tiende a ser menor.

El menor precio de la energía vendida en contrato Pague lo Generado puede afectar la viabilidad de un proyecto nuevo, por lo que siempre existe la opción de vender en Pague lo Contratado, aunque asumiendo los riesgos antes descritos.

Una alternativa viable es vender en ambas modalidades: i) En el caso de PCH (Pequeñas Centrales Hidroeléctricas) se busca vender la Energía Firme de la central, calculada de acuerdo con el modelo definido por la regulación en la resolución CREG 071 de 2006, en modalidad Pague lo Contratado. La energía que exceda la Energía Firme se vende en modalidad Pague lo Generado; ii) Para las plantas térmicas, su firmeza depende de la disponibilidad del combustible, por lo tanto, ese debe ser el criterio del desarrollador para determinar si vende en Pague lo Contratado o Pague lo Generado, o ambas modalidades simultáneamente, en la combinación que mejor le convenga.

### **7.3. MODALIDAD DE PRECIOS**

En el mercado eléctrico existen varias modalidades de precio de venta de la energía.

La más usual, es un precio fijo por kWh. Esta modalidad permite tener certeza acerca del precio del servicio transado. La mayoría de los contratos de venta de energía se suscriben con precio fijo.

No obstante lo anterior, con el desarrollo del mercado se han generado diversas alternativas al precio fijo, todas asociadas al precio spot.

Existen contratos que incluyen precios 100% asociado al spot: El precio de la energía se liquida al precio horario del spot. Aunque parece paradójico que alguien quiera comprar o vender al precio de bolsa, este comportamiento tiene su justificación racional: El comprador prefiere comprar en contrato a precio de bolsa y evitar la entrega de garantías onerosas al Operador del Mercado (garantías bancarias, prepagos, etc.). El vendedor, especialmente de PNDC, no quiere desaprovechar los posibles altos precios de la bolsa, pero sin tener que asumir la responsabilidad de las Obligaciones de Energía Firme.

Esta alternativa es riesgosa, por lo cual los agentes encontraron un punto intermedio, que es vender energía en función del precio de bolsa, pero con un techo que cubre al comprador y un piso que es garantía de ingreso mínimo al vendedor.

Al igual que en el caso de modalidad de venta, en modalidad de precio es usual hacer combinaciones: Una fracción de la energía a precio fijo, otra en bolsa y una tercera en bolsa con piso y techo.

#### **7.4. VIGENCIA DEL CONTRATO**

La duración de la relación contractual dependerá del objetivo de la firma del contrato, es decir, si el objetivo de la suscripción del contrato es concretar el cierre financiero de un proyecto nuevo, es muy probable que la vigencia del mismo sea mayor (10 a 15 años).

Por otra parte, si el contrato es sobre un activo existente, el vendedor puede optar por plazos más cortos que pueden maximizar el ingreso.

Analicemos las dos situaciones.

En el caso de los contratos a largo plazo, la parte compradora asume riesgos adicionales, asociados al comportamiento del mercado en el futuro.

A diferencia de otros mercados eléctricos, en los cuales los contratos son la vía para asegurar la expansión del sector de generación, en Colombia los contratos tienen por objeto reducir la exposición de los agentes a la variabilidad del spot, por lo tanto, por lo general, los contratos de compra-venta de energía son a corto y mediano plazo (máximo 5 años).

Por otra parte, a principios de los años 90, como resultado del apagón del 91, se suscribieron contratos PPA (Power Purchase Agreement) con generadores, por periodos de 20 años (algunos aún vigentes), los cuales con el tiempo fueron “satanizados” por los altos costos que implicaron para las distribuidoras locales,

algunas de las cuales debieron ser rescatadas por el gobierno central. Este hecho generó que los contratos a largo plazo no sean bien vistos por el mercado.

En vista de que en Colombia no existe un mercado de contratos de largo plazo, si para el desarrollador de una PNDC es relativamente fácil definir cuál debe ser su precio de venta (de acuerdo con su modelo financiero), y, por lo tanto, si el precio ofertado le es útil puede firmar por el tiempo que mejor le convenga; para el comprador su referencia es la situación del mercado en el corto y mediano plazo, constituyéndose el largo plazo en un verdadero enigma.

El comprador buscará vender la energía adquirida de la PNDC en el mercado, pero solo encuentra compradores para el corto y mediano plazo, debiendo asumir el riesgo del mercado en el largo plazo.

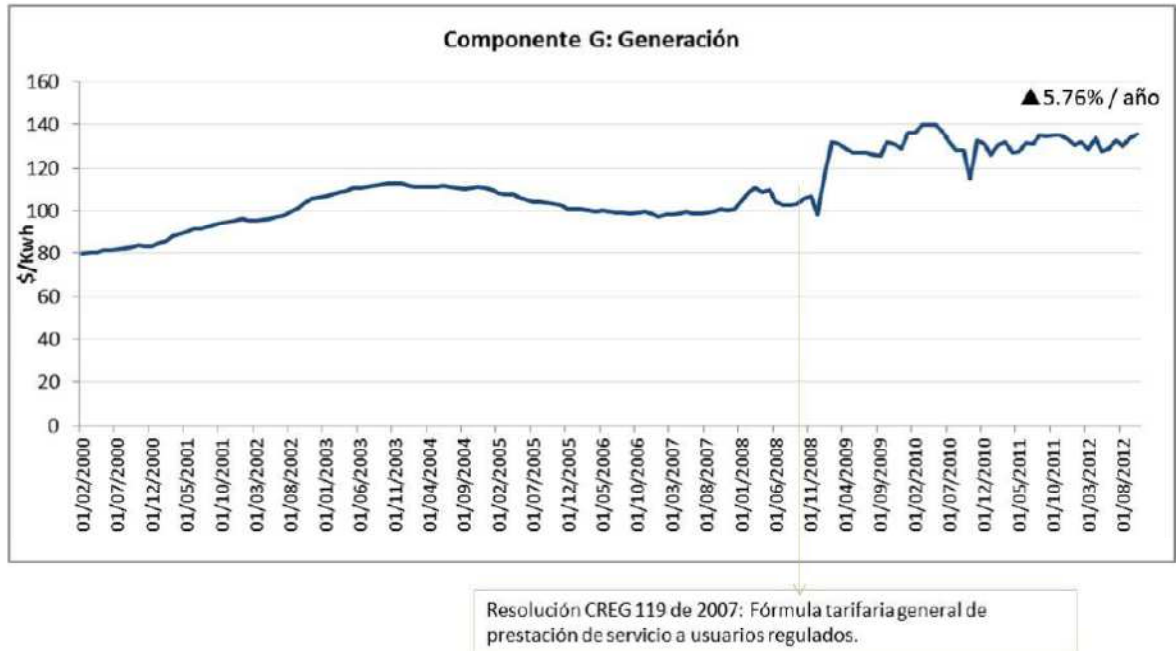
Esta situación hace que los compradores subestimen el precio de la energía en el largo plazo (sea de plantas menores o de plantas despachadas centralizadamente), castigando a la baja el precio de compra o absteniéndose de presentar ofertas.

#### **7.4.1. Contratos a corto y mediano plazo**

Como se vio anteriormente, los contratos a largo plazo se ajustan mejor a las necesidades de desarrolladores de proyectos nuevos, tanto por el cierre financiero, como porque algunos bancos así lo exigen.

Sin embargo, los proyectos existentes pueden optar por contratos a corto y mediano plazo. En el siguiente gráfico se relaciona la evolución del componente de Generación de la fórmula tarifaria del mercado regulado, podemos apreciar cómo en los años más recientes esta componente está creciendo a una tasa anual del 5,75%.

**Gráfico 24.** Componente de generación en la formula tarifaria del mercado regulado.



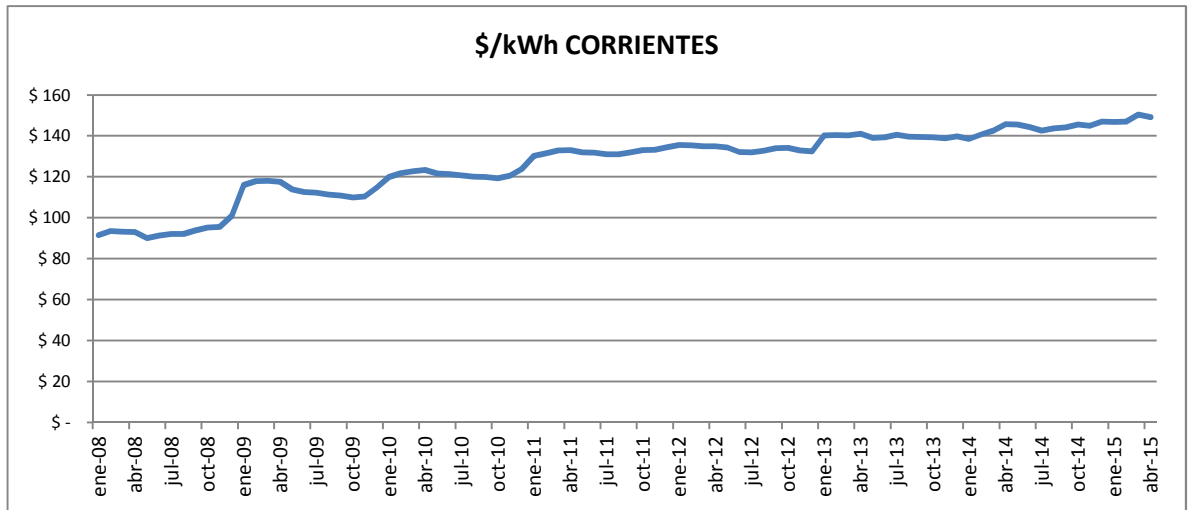
Fuente: Estudio ECSIM página 158.

La componente de Generación de la tarifa regulada es una combinación de los precios de las compras propias de los comercializadores, el precio promedio de compras del mercado y las compras en el spot.

La componente de generación de la fórmula tarifaria da una señal clara de la tendencia de los precios en los últimos años, lo que se convierte en una oportunidad para los desarrolladores de PNDC, cuando venden en el corto y mediano plazo. Además, es posible que cuenten con mayor número de interesados compradores, ya que el riesgo de mercado que implica tener posiciones abiertas se reduce. En este caso, los precios se parecen más a los del Mercado Mayorista de energía, y el castigo es menor o incluso cero.

Por otra parte, en el siguiente gráfico, se muestra el precio promedio de compra en contratos con destino al mercado regulado (MR).

**Gráfico 25.** Precio Promedio Compra en Contratos para el Mercado Regulado



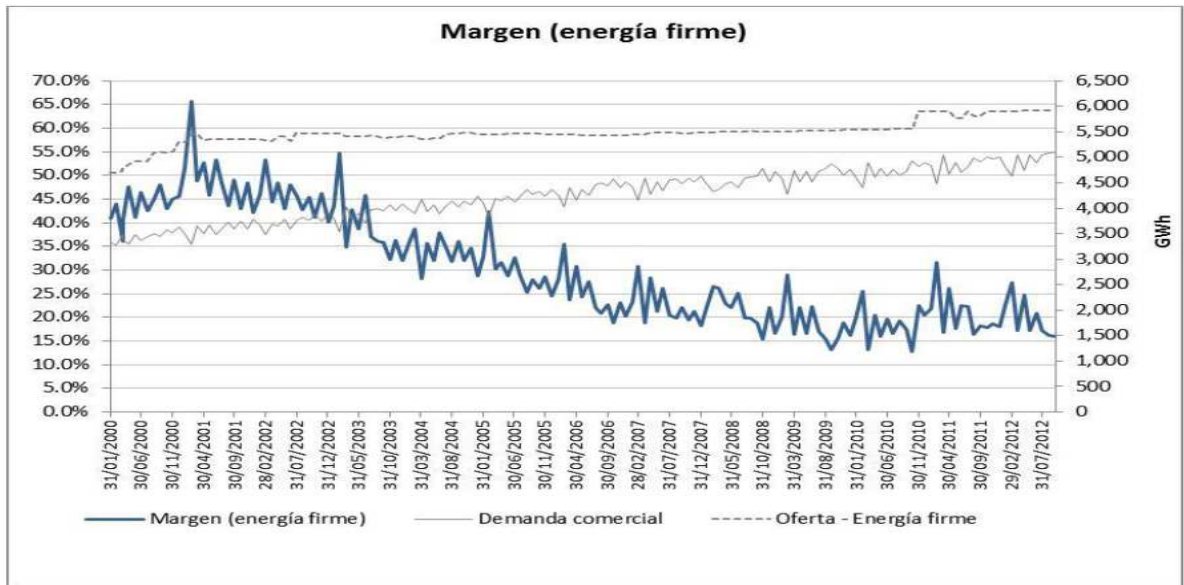
Fuente: XM, construcción propia.

Como se puede apreciar, existe una clara tendencia al alza en los precios de contratos.

Esta situación es producto de la estrechez entre oferta y demanda actual, la cual se mantendrá en el mediano plazo, hasta tanto ingresen todos los proyectos del plan de expansión de generación.

Esta estrechez se muestra a continuación.

**Gráfico 26.** Margen entre oferta y demanda



Fuente: Estudio ECSIM, página 24.

## 7.5. CONTRAPARTE

Si bien es cierto que los agentes procuran vender su energía a quien haya ofertado el mejor precio, consideramos que este no debería ser el único criterio a tener en cuenta al momento de adjudicar.

Tener claro los riesgos de contraparte ayuda a valorar mejor el contrato y el negocio en general.

El riesgo principal que se asume es el de cartera, aunque no el único.

El Mercado de Energía Mayorista goza de una relativa buena salud financiera y costumbre de pago. No obstante, en su historia varias compañías han salido del mercado por entrar en impagos con el mismo, además de aquellas que se retiran de forma voluntaria, pero que, de alguna forma, terminan afectando a sus clientes y/o proveedores.

Como veremos más adelante existen mecanismos para cubrir el riesgo de pago, sin embargo, esos mecanismos no cubren el riesgo de mercado.

Por lo general, todos los contratos incluyen cláusulas de terminación anticipada por incumplimiento, entre los cuales está el no pago de las facturas por suministro de energía. Este mecanismo limita las pérdidas que se puedan tener por impagos, dependiendo de las garantías que se hayan fijado.

No obstante lo anterior, el riesgo de mercado se configura cuando se da por terminado el contrato de suministro de energía y se debe buscar una nueva contraparte para vender con nuevas condiciones, no necesariamente mejores, o terminar vendiendo la energía en el spot, lo cual, para las PNDC significa devolver al mercado el CERE.

Por otra parte, la modalidad del contrato (Pague lo Contratado o Pague lo Generado), como vimos anteriormente, implica riesgos para las partes. Los propietarios y desarrolladores de PNDC prefieren vender en Pague lo Generado para evitar el riesgo de exposición al spot, pero le transfieren todo el riesgo al comprador.

El comprador, para reducir el riesgo de exposición al spot, debería vender la energía al mercado en la misma modalidad, pero el mercado no compra así: Ni los clientes del mercado no regulado, ni en convocatorias para el mercado regulado.

Dependiendo del manejo de riesgo que haga el comprador, puede utilizar estos contratos pague lo generado para reducir su exposición al spot: Si la planta genera, no compra al spot, reduce el monto de las garantías a entregar y mejora su nivel de riesgo; Por otra parte, si la planta no genera, mantiene el mismo nivel de riesgo que ya tenía.

Otros agentes, por el contrario, utilizan esta energía para comprometerla en nuevos contratos, maximizando el margen. En estos casos, si hay generación se dan los supuestos estimados y el negocio no tiene inconvenientes; pero si no hay generación, el agente queda totalmente expuesto al spot, debe entregar garantías adicionales, y corre el riesgo de entrar en *default*, y por lo tanto, de incumplirle al generador.

Estos riesgos se dan especialmente con compañías independientes (no tienen activos de generación propios), quienes son menos adversos al riesgo. Las grandes compañías generadoras, son más adversas al riesgo, e incluyen la generación de las PNDC para optimizar su propio portafolio. No obstante, tienden a subvalorar la energía de las PNDC, adquirida en contratos Pague lo Generado.

En conclusión, es posible que se obtenga un mejor precio de venta cuando la misma se hace a empresas independientes, pero el riesgo es mayor, y las garantías cubren el riesgo de pago, pero no el de mercado.

## 7.6. GARANTÍAS

Las garantías que exigen las partes están asociadas al nivel de riesgo que perciben una de la otra. De otro lado, el mercado exige garantías de pago para las transacciones en el spot, y los cargos por uso del sistema de transmisión nacional. Estas últimas son de carácter regulatorio, y su calidad, monto y periodicidad están claramente definidas.

Las siguientes son algunas de las garantías que se acostumbra solicitar entre agentes:

**Garantía Básica:** Pagaré en blanco con carta de instrucciones con el fin garantizar el pago del suministro de energía. En realidad el pagaré no es una garantía de pago, es un mecanismo de cobro, especialmente cuando se pasa al ámbito jurídico.

**Fiducia:** El contrato de Fiducia Mercantil Irrevocable debe ser de fuente de pago, administración y pagos, mediante el cual la entidad fiduciaria, debidamente autorizada para ello por la Superintendencia Bancaria, manejará los ingresos provenientes de ventas correspondientes al suministro de energía. El costo de la constitución y manejo de la Fiducia puede ser alto, y depende del “músculo financiero” de quien la tome.

El comprador debe asumir el compromiso de ceder al FIDEICOMISO los derechos económicos de los contratos ofrecidos como fuente de pago, inscritos ante el ASIC.

El riesgo de este tipo de garantía radica en que en el FIDEICOMISO no se recaude el 100% de lo adeudado, caso en el cual, el generador deberá exigir el pago de los saldos pendientes.

**Pignoración:** Generalmente se acuerda la pignoración de rentas del comprador en favor del generador. Se utiliza en casos de venta a agentes que atienden mercado regulado, beneficiado de subsidios al suministro de energía. Se pignora el valor de los giros que hace el Ministerio de Minas y Energía por esos subsidios. Por supuesto, solo aplica para agentes que comercialicen en este tipo de mercado.

**Garantía o Aval Bancario:** Es uno de los mecanismos más costosos de cobertura. Generalmente se exige que sea de una entidad bancaria de primera línea, es decir de calificación triple A. Además del costo que representa, copa cupo de crédito de corto plazo con los bancos, por lo cual, los compradores buscan alternativas que les resulten menos gravosas.

Prepago de energía: Es el mecanismo mediante el cual, antes del inicio del mes de suministro, el comprador paga la energía que le será suministrada. Para ello, el generador emite una cuenta de cobro, con el valor estimado a facturar. Como se puede apreciar, la dificultad radica en la estimación correcta del monto a cobrar, especialmente si el contrato es del tipo Pague lo Generado, que como lo manifestamos anteriormente, es aquel en el cual no se sabe cuánta energía se entregará en cada hora.

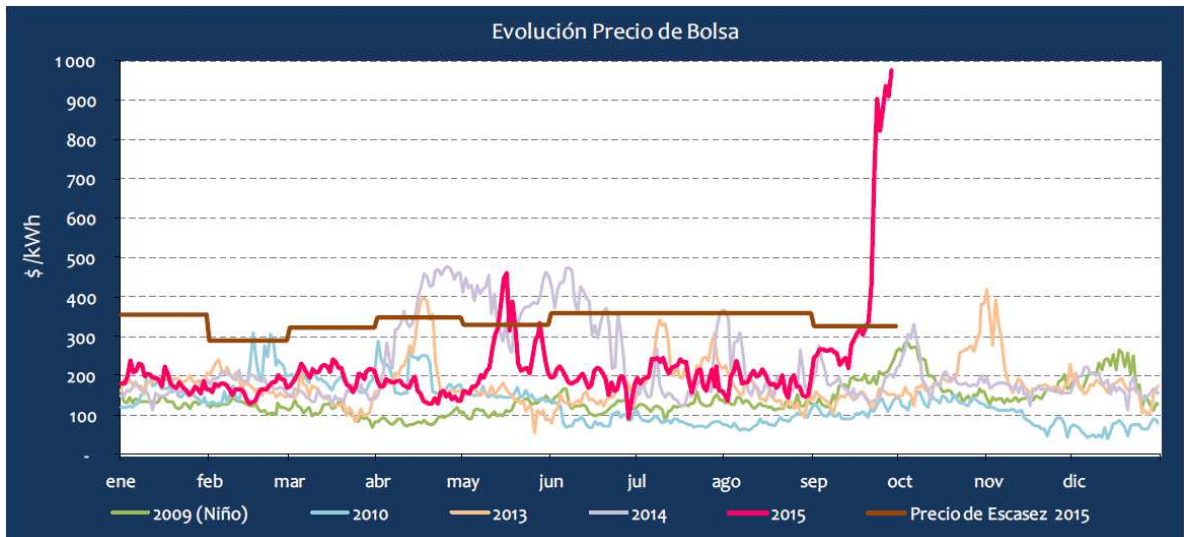
### **7.7. CONDICIONES DE PAGO**

Las condiciones de pago hacen referencia, esencialmente, al momento en que el comprador debe pagar la factura. Por regulación, resolución CREG 167 de 2008, para convocatorias de compra de energía con destino al mercado regulado, el plazo máximo para hacer pago es de treinta (30) días después de finalizado el mes de suministro. No obstante, esto rige para el mercado regulado. En los contratos libremente acordados por los agentes, los plazos pueden ser otros. Para el caso específico de las PNDC, los generadores prefieren que el pago se haga más temprano, por efectos de relación con los bancos y su apalancamiento con ellos. Esta situación, que puede ser común en el mercado, implica un riesgo adicional cuando el comprador es un agente independiente, quien, a la fecha de pago, es probable que no haya recaudado de sus clientes el valor suficiente para honrar los pagos al generador.

### **7.8. FECHA DE INICIO DEL SUMINISTRO**

Es común en el mercado que los contratos de venta de energía, independientemente de su duración, inicien en enero y finalicen en diciembre, lo cual, parece obvio y elemental. Sin embargo, para los propietarios de PNDC nuevas, el despacho iniciará cuando la planta esté operando y registrada ante el mercado, lo cual puede suceder en cualquier momento del año. La fecha de inicio de entrega de la energía determina el precio que están dispuestos a pagar los compradores: Un contrato que inicia con el verano tiene más valor que uno que inicia en el invierno. Como podemos notar en el Gráfico 27, el precio del spot, para el mercado colombiano, que es esencialmente hidráulico, es más alto en verano que en invierno.

**Gráfico 27.** Evolución del precio de Bolsa



Fuente: XM.

Debemos aclarar que el verano colombiano, para efectos de hidrología y el mercado eléctrico, comprende de enero a abril, y diciembre de cada año.

Por lo general, los compradores prefieren cubrirse en contratos para evitar la bolsa en verano, y dejar más descubierta su posición en invierno.

### 7.8.1. Actualización de precios

Por costumbre mercantil, derivada de la antigua Junta Nacional de Tarifas, el precio de la energía en Colombia se actualiza mensualmente con el Índice de Precios al Productor (IPP) publicado por el DANE. Por lo anterior, es difícil que el mercado trance con un indicador diferente.

Sin embargo, aunque pocos, existen contratos que se actualizan con el IPC.

Esta costumbre del mercado no es obstáculo para utilizar otras variables en la actualización del precio.

En países como Chile, con una alta participación de recursos térmicos en la generación diaria, los precios de los contratos se actualizan con un polinomio que incluye, entre otros factores, la inflación, el precio internacional del carbón, el precio internacional del petróleo y del gas. Inclusive, en algunas fórmulas se utilizan la variación del precio internacional del cobre.

Si el generador opta por vender con actualización de precios, en la modalidad más extendida, la fórmula a aplicar es la siguiente:

$$P_i = P_{oi}(IPP_i/IPP_o)$$

Donde

$P_{oi}$  = Precio de la energía a precios del mes de referencia.

$P_i$  = Precio de la energía en el mes  $i$  de suministro.

$IPP_0$  = Índice de Precios al Productor Serie Oferta Interna del mes de referencia.

$IPP_i$  = Índice de Precios al Productor Serie Oferta Interna del mes  $i$  de suministro.

## 7.9. REPRESENTACIÓN ANTE EL MERCADO

Un propietario de una PNDC no está obligado a participar activamente en el mercado, y por lo tanto, a constituirse en una Empresa de Servicios Públicos, lo cual tiene varias consecuencias, entre otras, quedar bajo la vigilancia de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

En vista de lo anterior, el generador puede optar por solicitar la representación ante el mercado, por parte de otro agente. Este otro agente debe ser Generador y/o Comercializador: Por Ley 143 de 1994 (Ley Eléctrica) las siguientes actividades (Tabla 11) de la cadena de valor del sector eléctrico pueden hacerse de forma conjunta:

**Tabla 11.** Actividades Permitidas por Agente

Actividad	Generación	Transmisión	Distribución	Comercialización
Generación	X			X
Transmisión		X		
Distribución			X	X
Comercialización				X

Fuente: Ley 143 de 1994

El alcance de la representación es el siguiente:

- Registro de la frontera comercial de generación ante el ASIC.
- Envío de la información de generación diaria al ASIC, dentro de los plazos dados por la regulación vigente. Los equipos de medición y de comunicaciones son del propietario de la planta de generación.
- Representar a la planta ante el ASIC en lo relacionado con la generación de la planta.

Todos los costos por prestación de servicios y cargos vigentes en la regulación, que sean liquidados por el ASIC, causados por la operación comercial de la planta de generación, por lo general son asumidos por el generador. Actualmente los cargos vigentes son: Aportes al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (SIC), Centro Nacional de Despacho (CND), contribución a la

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), contribución a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), y costos de arranque y parada. Estos valores tienen gran variabilidad de un mes a otro, especialmente por los costos de arranque y parada.

## 8. CONCLUSIONES

1. El sector de generación eléctrica se desarrolla y expande de la mano del crecimiento de la economía. Esta expansión se ha dado históricamente mediante la construcción de grandes proyectos de generación, ya sea térmicos o hidráulicos. Sin embargo, recientemente, y debido a los conflictos que generan estos grandes proyectos, tanto en las comunidades afectadas como con organizaciones ambientalistas, su desarrollo es cada vez más difícil. Ante este contexto general, toma fuerza la construcción de pequeñas centrales de generación de diversa tecnología, las cuales, además del bajo impacto, disfrutan de beneficios especiales que les ha otorgado la regulación actual.
2. Por otra parte, debido a que estas pequeñas centrales de generación exigen un menor nivel de inversión, les permite a nuevos jugadores entrar al sector eléctrico, compitiendo, en algunas ocasiones con ventaja, con las grandes y tradicionales compañías. Muchas de estas nuevas compañías se formaron a partir de firmas de ingeniería, con experiencia en la construcción de grandes centrales, y por lo tanto, con el suficiente conocimiento técnico.
3. El proceso de incorporación de una planta de generación al mercado eléctrico resulta complejo y requiere de conocimientos transversales en diferentes aspectos de carácter técnico, regulatorio, legal y comercial. El presente trabajo plantea un procedimiento concreto para la puesta en operación técnica y comercial de este modelo de negocio.
4. La regulación del sector eléctrico colombiano, no solo es amplia y rigurosa, sino que además cambia permanentemente, lo que la hace compleja, sujeta a interpretación, y campo de trabajo de profesionales especializados. No es amigable con aquellos que no la conocen a fondo, por lo cual se requiere del soporte y estructuración que le puede brindar a los desarrollos de proyectos de pequeñas centrales su interpretación y correlación como la dada en este documento.
5. Las grandes compañías de generación del país cuentan con staff para atender todos estos aspectos con suficiencia, delegando cada uno de ellos a equipos diferentes. Sin embargo, las compañías pequeñas, que están iniciándose en el mercado eléctrico, carecen del conocimiento y la experiencia, y deben recurrir permanentemente a los servicios de consultores, o aprender directamente de la práctica, con la posibilidad de incurrir en serios errores.

6. En el proceso de licenciamiento intervienen diversas autoridades. Entre mayor sea la capacidad instalada del proyecto, más alta es la autoridad, y mayores los requisitos exigidos. El desarrollador de pequeñas centrales de generación debe saber aprovechar esta situación en su favor, de tal manera que la inversión en estudios y compensaciones sea la mínima posible. Los grandes proyectos no tienen estos beneficios.

7. Los procesos de negociación, de cualquier bien o servicio, son esencialmente los mismos, y sobre la materia existe amplia bibliografía, e innumerables proveedores de capacitación, desde consultores privados hasta la misma academia. Sin embargo, cuando se trata de sectores especializados, como la negociación de energía, por su nivel de especialización, prácticamente están vedados para aquellos ajenos al sector eléctrico.

8. Al momento de negociar el producto final del negocio de la generación eléctrica, el kilovatio hora, el generador debe ser cauteloso en la selección de su contraparte, en la modalidad, vigencia, precios, indexación, garantías y gestión ante el mercado. Dejar de lado estos aspectos, y centrarse únicamente en el precio, puede llevar a que se exponga a riesgos catastróficos.

9. Como se habrá notado, y no obstante la regulación permite vender energía a agentes y usuarios finales, en el desarrollo de este trabajo nos centramos en la venta de energía entre agentes. La razón radica en que el más riesgoso de los contratos de venta, desde el punto de vista de exposición al mercado, es el de venta a clientes finales: Estos compran en modalidad pague lo consumido, en tanto que las PNDC tratan de vender en pague lo generado, es decir, son posiciones diametralmente opuestas.

10. La operación diaria de los agentes en el mercado exige estructuras robustas, compuestas por profesionales especializados. Las compañías de generación que incursionan en el mercado con la construcción de PNDC, por lo general, no cuentan con esa misma capacidad para operar. Por esta razón es muy importante considerar la conveniencia de que negocien la representación ante el mercado por parte de empresas existentes, a cambio del pago por el servicio prestado. Las condiciones de este servicio deben establecerse contractualmente. En este aspecto, negociar la representación con el mismo comprador de la energía puede ser una alternativa favorable.

## BIBLIOGRAFÍA

- ACOLGEN. (2015). *www.acolgen.org.co*. Obtenido de <http://www.acolgen.org.co/index.php/sectores-de-generacion/como-funciona-el-mercado#contratación-de-la-energía>
- Christensen, C. M. (2008). *Reinventing your business model*, pg 5. Harvard business review.
- CNO. (2015). *www.cno.org.co*. Obtenido de <http://www.cno.org.co/content/quienes-somos>
- CREG. (2014). *Documento 077 de 2014*.
- CREG. (2015). *www.creg.gov.co*. Obtenido de <http://www.creg.gov.co/index.php/en/creg/who-are-we/mission-and-vis>
- Franco, O., Quintero, S., & Botero, V. (2002). *El sector eléctrico colombiano. Orígenes, evolución y retos. Un siglo de desarrollo 1882 - 1999*. Medellín: Interconexión Eléctrica S.A.
- Hernandez, R. y. (2000). *Metodología de la investigación*. Mexico: Mc Graw Hill.
- Lombriser, R. (1994). *Grandes Intraempresarios*. España: Ediciones Folio S.A.
- Magretta, J. ( 2002.). *“Why Business Model Matter”*. Harvard Business Review.
- MINMINAS. (2016). Obtenido de <https://www.minminas.gov.co/mision-y-vision>
- MINMINAS. (2015). *www.minminas.gov.co*. Obtenido de <http://www.minminas.gov.co/pensamientoestrategico>
- Osterwalder, A. y. (2009). *Business Model Generation*.
- PARATEC-PARAMETROS TÉCNICOS DEL SIN-XM. (2016). <http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/transmision.aspx?q=lineas>.
- SIEL - Consumos facturados SUI. (2015). [http://www.upme.gov.co/GeneradorConsultas/Consulta\\_SuiConsumo.aspx?IdModulo=2&Servicio=4](http://www.upme.gov.co/GeneradorConsultas/Consulta_SuiConsumo.aspx?IdModulo=2&Servicio=4).
- SIEL - SISTEMA DE INFORMACIÓN ELÉCTRICO COLOMBIANO. (2015). *Formatos para el registro de proyectos de generación* .
- SUPERSERVICIOS. (2015). *www.superservicios.gov.co*. Obtenido de <http://www.superservicios.gov.co/Institucional/Nuestra-Entidad>
- UPME. (2015). *Registro de Proyectos de Generación*.
- UPME. (2015). *www1.upme.gov.co*. Obtenido de <http://www1.upme.gov.co/quienes-somos>

UPME, S. D. (2015). *INFORME MENSUAL DE VARIABLES DE GENERACIÓN Y DEL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO – ENERO DE 2015.*

UPME\_ INFORME MENSUAL DE VARIABLES DE GENERACIÓN Y DEL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO – JUNIO DE 2015. (2015).  
[http://www.siel.gov.co/portals/0/generacion/2015/Seguimiento\\_Variables\\_Junio\\_2015.pdf](http://www.siel.gov.co/portals/0/generacion/2015/Seguimiento_Variables_Junio_2015.pdf).

XM - Informe de Demanda de energía y Fronteras - SIN. (2015 йил 12).  
[http://www.xm.com.co/Informes%20Mensuales%20de%20Anlisis%20del%20Mercado/00\\_Informe\\_Consolidado\\_12\\_2015.pdf](http://www.xm.com.co/Informes%20Mensuales%20de%20Anlisis%20del%20Mercado/00_Informe_Consolidado_12_2015.pdf).

XM. (2015). [www.xm.com.co](http://www.xm.com.co). Obtenido de <http://www.xm.com.co/Pages/QuienesSomos.aspx>

XM. (2015). [www.xm.com.co](http://www.xm.com.co). Obtenido de  
<http://www.xm.com.co/Pages/DescripciondelSistemaElectricoColombiano.aspx>

CREG 001. (1994). *Resolución 001 de 1994.*

CREG 024. (1995). *Resolución 024 de 1995.*

CREG 025. (1995). *Resolución 025 de 1995.*

CREG 086. (1996). *Resolución 086 de 1996.*

CREG 070. (1998). *Resolución 070 de 1998.*

CREG 131 DE 1998 . *Resolución 131 de 1998*

CREG 080. (1999). *Resolución 080 de 1999.*

CREG 022. (2001). *Resolución 022 de 2001.*

CREG 071. (2006). *Resolución 071 de 2006.*

CREG 106. (2006). *Resolución 106 de 2006.*

CREG 093. (2007). *Resolución 093 de 2007.*

CREG 077. (2014). *Documento 077 de 2014.*

CREG. (2015). [www.creg.gov.co](http://www.creg.gov.co). <http://www.creg.gov.co/index.php/en/creg/who-are-we/mission-and-vision>, 15 de julio de 2016

ACUERDO CON 601. *Acuerdo del Centro nacional de operación 601*

ACUERDO CON 646. *Acuerdo del Centro nacional de operación 646*

Resolución UPME 0520 del 09 de octubre de 2007

Resolución UPME 0638 del 06 de diciembre de 2007

## ANEXOS

### Anexo 1. PLANTAS MENORES EN OPERACIÓN A MAYO DE 2015

AGENTE	CENTRAL	(MW)	AÑO	TIPO	RECURSO	DEPARTAMENTO	DESPACHADAS CENTRALMENTE
CELSIA S.A E.S.P.	HIDROMONTAÑITAS	19,9	2012	Hidráulica	Agua	Antioquia	NO
CELSIA S.A E.S.P.	RIO PIEDRAS	19,9	2000	Hidráulica	Agua	Antioquia	NO
CEMEX ENERGY S.A.S E.S.P.	SUEVA 2	6	2002	Hidráulica	Agua	Cundinamarca	NO
CENTRAL TERMoelectRICA EL MORRO 2 S.A.S. E.S.P.	CIMARRON	19,9	2007	Térmica	Gas	Casanare	NO
CENTRAL TERMoelectRICA EL MORRO 2 S.A.S. E.S.P.	EL MORRO 1	19,9	2007	Térmica	Gas	Casanare	NO
CENTRAL TERMoelectRICA EL MORRO 2 S.A.S. E.S.P.	EL MORRO 2	19,9	2007	Térmica	Gas	Casanare	NO
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	RIO BOBO	4	1960	Hidráulica	Agua	Cauca	NO
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	JULIO BRAVO	1,5	1942	Hidráulica	Agua	Nariño	NO
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	RIO MAYO	19,8	1995	Hidráulica	Agua	Nariño	NO
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	RIO INGENIO	0,18	1958	Hidráulica	Agua	Nariño	NO
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO	RIO SAPUYES	1,65	1954	Hidráulica	Agua	Nariño	NO

S.A. E.S.P.							
COMPANIA DE ELECTRICIDAD DE TULUA S.A. E.S.P.	RIO FRIO II	10	199 6	Hidráulica	Agua	Valle del Cauca	NO
COMPANIA DE ELECTRICIDAD DE TULUA S.A. E.S.P.	RIO FRIO I	1,69	195 4	Hidráulica	Agua	Valle del Cauca	NO
COMPANIA DE ELECTRICIDAD DE TULUA S.A. E.S.P.	RUMOR	2,5	199 9	Hidráulica	Agua	Valle del Cauca	NO
DICELER S.A. E.S.P.	CURRUCUCUES	1,25	201 0	Hidráulica	Agua	Tolima	NO
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	LA PITA	1,42	196 5	Hidráulica	Agua	Huila	NO
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	IQUIRA I	4,32	195 5	Hidráulica	Agua	Huila	NO
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	IQUIRA II	5,4	196 5	Hidráulica	Agua	Huila	NO
EMGESA S.A. E.S.P.	SUBA	2,55	201 3	Hidráulica	Agua	Bogotá D.E.	NO
EMGESA S.A. E.S.P.	USAQUEN	1,74	201 3	Hidráulica	Agua	Bogotá D.E.	NO
EMGESA S.A. E.S.P.	EL LIMONAR	18	200 3	Hidráulica	Agua	Cundinamarca	NO
EMGESA S.A. E.S.P.	TEQUENDAMA	19,4	200 4	Hidráulica	Agua	Cundinamarca	NO
EMGESA S.A. E.S.P.	LAGUNETA	18	201 5	Hidráulica	Agua	Cundinamarca	NO
EMGESA S.A. E.S.P.	CHARQUITO	19,4	200 3	Hidráulica	Agua	Cundinamarca	NO
EMGESA S.A. E.S.P.	SANTA ANA	8	200 5	Hidráulica	Agua	Cundinamarca	NO
EMPRESA DE ENERGIA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P.	RIONEGRO	9,6	197 5	Hidráulica	Agua	Cundinamarca	NO
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P.	BELMONTE	3,4	193 9	Hidráulica	Agua	Risaralda	NO
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A.	NUEVO LIBARE	5,1	199 4	Hidráulica	Agua	Risaralda	NO

E.S.P.							
EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	INCAUCA 1	10	1998	Cogenerador	Bagazo	Valle del Cauca	NO
EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	INGENIO PROVIDENCIA 2	19,9	2009	Cogenerador	Bagazo	Valle del Cauca	NO
EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	INGENIO SAN CARLOS 1	2	2011	Cogenerador	Bagazo	Valle del Cauca	NO
EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	MAYAGUE Z 1	19,9	2010	Cogenerador	Bagazo	Valle del Cauca	NO
EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	PRADO IV	5	1973	Hidráulica	Agua	Tolima	NO
EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	NIMA	6,7	1942	Hidráulica	Agua	Valle del Cauca	NO
EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	RIO CALI	1,8	1925	Hidráulica	Agua	Valle del Cauca	NO
EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	AMAIME	19,9	2010	Hidráulica	Agua	Valle del Cauca	NO
EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	ALTO TULUA	19,9	2012	Hidráulica	Agua	Valle del Cauca	NO
EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	BAJO TULUA	19,9	2015	Hidráulica	Agua	Valle del Cauca	NO
EMPRESA MULTIPROPOSITO DE CALARCA S.A. E.S.P.	BAYONA	0,6	1943	Hidráulica	Agua	Quindío	NO
EMPRESA MULTIPROPOSITO DE CALARCA S.A. E.S.P.	CAMPESTRE (CALARCA)	0,7	1956	Hidráulica	Agua	Quindío	NO
EMPRESA MULTIPROPOSITO	UNION	0,7	1935	Hidráulica	Agua	Quindío	NO

TO DE CALARCA S.A. E.S.P.							
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.	COCONUCO	4,5	200 0	Hidráulica	Agua	Cauca	NO
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	COGENERADOR COLTEJER 1	5	201 3	Cogenerador	Carbón	Antioquia	NO
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	AMERICA	0,41	199 7	Hidráulica	Agua	Antioquia	NO
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	CAMPESTRE (EPM)	0,87	199 7	Hidráulica	Agua	Antioquia	NO
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	PIEDRAS BLANCAS	5	190 0	Hidráulica	Agua	Antioquia	NO
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	NUTIBARA	0,75	199 7	Hidráulica	Agua	Antioquia	NO
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	AMALFI	0,81	200 7	Hidráulica	Agua	Antioquia	NO
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	BELLO	0,35	199 7	Hidráulica	Agua	Antioquia	NO
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	MANANTIALES	3,15	199 2	Hidráulica	Agua	Antioquia	NO
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	NIQUIA	19	199 3	Hidráulica	Agua	Antioquia	NO
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	LA HERRADURA	19,8	200 4	Hidráulica	Agua	Antioquia	NO
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	LA VUELTA	11,6	200 4	Hidráulica	Agua	Antioquia	NO
EMPRESAS	CARACOLI	2,6	193	Hidráulica	Agua	Antioquia	NO

PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.			5				
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	RIOGRANDE I	19	195 6	Hidráulica	Agua	Antioquia	NO
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	RIO GRANDE	0,3	200 7	Hidráulica	Agua	Antioquia	NO
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	AYURA	18	198 3	Hidráulica	Agua	Antioquia	NO
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	CEMENTOS DEL NARE	4,5	200 4	Hidráulica	Agua	Antioquia	NO
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	SAN JOSE DE LA MONTAÑA	0,4	200 7	Hidráulica	Agua	Antioquia	NO
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	RIO ABAJO	0,9	194 7	Hidráulica	Agua	Antioquia	NO
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	SONSON	18,5	200 2	Hidráulica	Agua	Antioquia	NO
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	RIOFRIO (TAMESIS)	1,2	195 1	Hidráulica	Agua	Antioquia	NO
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	PAJARITO	4,9	199 9	Hidráulica	Agua	Antioquia	NO
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	INTERMEDIA	0,96	197 4	Hidráulica	Agua	Caldas	NO
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	SAN CANCIO	2	192 9	Hidráulica	Agua	Caldas	NO
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	MUNICIPAL	1,4	193 5	Hidráulica	Agua	Caldas	NO
EMPRESAS PÚBLICAS DE	INSULA	19	199 5	Hidráulica	Agua	Caldas	NO

MEDELLÍN E.S.P.							
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	GUACAICA	0,86	199 2	Hidráulica	Agua	Caldas	NO
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	CASCADA	3	195 4	Hidráulica	Agua	Santander	NO
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	PALMAS SAN GIL	15	195 4	Hidráulica	Agua	Santander	NO
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	JEPIRACHI 1 - 15	18,42	200 4	Eólica	Viento	Guajira	NO
ENERCO S.A. E.S.P.	LA CASCADA ( ABEJORRAL)	3	200 7	Hidráulica	Agua	Antioquia	NO
ENERCO S.A. E.S.P.	SANTA RITA	1,3	201 0	Hidráulica	Agua	Antioquia	NO
ENERCO S.A. E.S.P.	PUENTE GUILLERMO	1	200 1	Hidráulica	Agua	Santander	NO
ENERGIA DEL RIO PIEDRAS S.A. E.S.P	AGUA FRESCA	7,29	200 5	Hidráulica	Agua	Antioquia	NO
ENERGIA RENOVABLE DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	EL BOSQUE	2,28	193 5	Hidráulica	Agua	Quindío	NO
ENERVIA S.A. E.S.P.	URRAO	1,03	200 7	Hidráulica	Agua	Antioquia	NO
GENERADORA COLOMBIANA DE ELECTRICIDAD S.A. E.S.P.	SAN JOSE	0,38	200 3	Hidráulica	Agua	Caldas	NO
GENERAMOS ENERGIA S.A. E.S.P.	REMEDIOS	0,75	200 7	Hidráulica	Agua	Antioquia	NO
GENERPUTUM AYO S.A.S. E.S.P.	SAN FRANCISCO (PUTUMAYO)	0,468	201 2	Hidráulica	Agua	Putumayo	NO
GRUPO GELEC S.A.S. E.S.P.	PATICO - LA CABRERA	1,48	193 0	Hidráulica	Agua	Cauca	NO
HZ ENERGY S.A.S. E.S.P.	LA REBUSCA	0,7	201 4	Hidráulica	Agua	Antioquia	NO
IAC ENERGY S.A.S. E.S.P.	LA NAVETA	5,2	201 5	Hidráulica	Agua	Cundinamarca	NO
INGENIO RISARALDA S.A.	INGENIO RISARALDA 1	5,5	200 3	Cogenerador	Bagazo	Virginia	NO

ISAGEN S.A. E.S.P.	CALDERAS	19,9	199 6	Hidráulica	Agua	Antioquia	NO
LA CASCADA S.A.S. E.S.P.	EL POPAL	19,9	201 4	Hidráulica	Agua	Antioquia	NO
LA CASCADA S.A.S. E.S.P.	BARROSO	19,9	201 2	Hidráulica	Agua	Antioquia	NO
LA CASCADA S.A.S. E.S.P.	LA CASCADA (ANTIOQUIA)	2,3	200 7	Hidráulica	Agua	Antioquia	NO
LA CASCADA S.A.S. E.S.P.	CARUQUIA	9,5	201 0	Hidráulica	Agua	Antioquia	NO
LA CASCADA S.A.S. E.S.P.	GUANAQUITAS	9,5	201 0	Hidráulica	Agua	Antioquia	NO
PROYECTOS ENERGETICOS DEL CAUCA S.A. E.S.P.	PROENCA	19	201 4	Cogenerador	Bagazo	Valle del Cauca	NO
SURENERGY S.A.S. E.S.P.	PURIFICACION	8	201 5	Térmica	Gas	Tolima	NO
TERMOPIEDRA S.A. E.S.P.	TERMOPIEDRAS	3,75	199 9	Térmica	Gas	Tolima	NO
TERMOYOPAL GENERACION 2 S.A.S E.S.P.	TERMOYOPAL 1	19,9	200 4	Térmica	Gas	Casanare	NO
VATIA S.A. E.S.P.	SANTIAGO	2,8	201 0	Hidráulica	Agua	Antioquia	NO
VATIA S.A. E.S.P.	FLORIDA	19,9	197 5	Hidráulica	Agua	Cauca	NO
VATIA S.A. E.S.P.	OVEJAS	0,82	193 9	Hidráulica	Agua	Cauca	NO
VATIA S.A. E.S.P.	RIO PALO	1,44	196 0	Hidráulica	Agua	Cauca	NO
VATIA S.A. E.S.P.	INZA	0,75	200 9	Hidráulica	Agua	Cauca	NO
VATIA S.A. E.S.P.	SAJANDI	3,2	199 5	Hidráulica	Agua	Cauca	NO
VATIA S.A. E.S.P.	MONDOMO	0,75	195 8	Hidráulica	Agua	Cauca	NO
VATIA S.A. E.S.P.	SILVIA	0,38	199 4	Hidráulica	Agua	Cauca	NO
VATIA S.A. E.S.P.	ASNAZU	0,45	193 4	Hidráulica	Agua	Cauca	NO
VATIA S.A. E.S.P.	MIROLINDO	3,75	200 4	Hidráulica	Agua	Tolima	NO
VATIA S.A. E.S.P.	VENTANA A	2,5	195 7	Hidráulica	Agua	Tolima	NO
VATIA S.A. E.S.P.	VENTANA B	2,5	195 7	Hidráulica	Agua	Tolima	NO
VATIA S.A. E.S.P.	RIO RECIO	0,3	195 8	Hidráulica	Agua	Tolima	NO
VATIA S.A. E.S.P.	PASTALES	0,7	200 4	Hidráulica	Agua	Tolima	NO
ND	CENTRAL	0	200	Cogenera	Bagazo	Cali	NO

	CASTILLA 1		4	dor			
ND	CENTRAL TUMACO 1	0	200 7	Cogenera dor	Bagazo	Tumaco	NO
ND	INGENIO LA CARMELITA	0	200 9	Cogenera dor	Bagazo	Valle del Cauca	NO
ND	INGENIO PICHICHI 1	0	201 0	Cogenera dor	Bagazo	Valle del Cauca	NO
ND	INGENIO RIOPAILA 1	0	200 4	Cogenera dor	Bagazo	Valle del Cauca	NO
ND	PAPELES NACIONALES	0	200 9	Cogenera dor	Gas	Valle del Cauca	NO

## Anexo 2. FORMATO DE REGISTRO DE PROYECTOS FASE 1

### FORMATO DE REGISTRO DE PROYECTO DE GENERACIÓN ANTE LA UPME - FASE 1

(SIEL - SISTEMA DE INFORMACIÓN ELÉCTRICO COLOMBIANO, 2015)

Registro de proyectos de generación de energía eléctrica

A. INFORMACIÓN GENERAL	
1. Razón social de la Empresa Promotora	
2. Número de NIT	
3. Dirección	
4. Departamento	
5. Municipio	
6. Teléfono :	
7. Fax :	
8. E-mail:	
9. Nombre del Proyecto	
10. Nombre del Representante Legal	
11. Nombre de quien registre	

B. CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL PROYECTO		
1. Estudios Realizados		
Descripción		
Fecha		
Consultor		
2. Posibles Localizaciones del Proyecto		
Río o cuenca	Departamento	Municipio
Municipios y departamentos donde está localizado el proyecto		
3. Tipo de Proyecto		
4. Tipo de Recurso	Agua	Otro
6. Capacidad estimada ( MW )		
7. Costo AOM fijo (US\$/kW)		
8. Costo AOM variable (US\$/MWh)		
9. Energía media estimada ( GWh/año )		
10. Posible(s) mercado(s) a atender		
11. Costo total aproximado con impuestos vigentes [4] (Millones de dólares vigentes a la fecha de la inscripción)		
12. Posibles fuentes de financiación		
13. Periodo de Ejecución		
Preconstrucción (años)		
Construcción (años)		
14. Fecha estimada de entrada en operación		
15. Fecha estimada de inicio de construcción		
16. Posible punto de conexión a la red de transmisión		
Nombre de S/E		
Transportador		
Nivel de tensión ( kV )		
17. Descripción de posible(s) impacto(s) ambiental(es)		

C. CARACTERÍSTICAS PARTICULARES PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS	
1. Caudal medio del proyecto ( m <sup>3</sup> /s )	
2. Caudal del 95% de probabilidad de ser superado ( m <sup>3</sup> /s )	
3. Regulación de caudales ( % )	

D. CARACTERÍSTICAS PARTICULARES PROYECTOS TERMOELÉCTRICOS	
1. Localización de la(s) posible(s) fuente(s) de combustible	
2. Consumo Específico de Combustible (MBTU/MWh)	
3. Consumo aproximado de combustible	
Carbón: T/año	
Gas: MPC/año	
ACPM: m <sup>3</sup> /año	
Fuel oil: m <sup>3</sup> /año	
Otros: especificar unidades	

## Anexo 3. FORMATO DE REGISTRO DE PROYECTOS FASE 2

### FORMATO DE REGISTRO DE PROYECTO DE GENERACIÓN ANTE LA UPME - FASE 2

(SIEL - SISTEMA DE INFORMACIÓN ELÉCTRICO COLOMBIANO, 2015)

A. INFORMACIÓN GENERAL	
1. Razón social de la Empresa Promotora	
2. Número de NIT.	
3. Dirección	
4. Departamento	
5. Municipio	
6. Teléfono :	
7. Fax :	
8. E-mail:	
9. Nombre del Proyecto	
10. Nombre del Representante Legal	
11. Nombre de quien registre	

B. CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL PROYECTO		
<b>1. Estudios Realizados</b>		
Descripción		
Fecha		
Consultar		
<b>2. Posibles Localizaciones del Proyecto</b>		
Riesgos	Departamento	Municipio
Municipios y departamentos donde está localizada el proyecto		
<b>3. Tipo de Proyecto</b>		
<b>4. Tipo de Recurso</b>		
Otra		
<b>5. Tecnología</b>		
Otra		
<b>6. Capacidad a instalar ( MW )</b>		
<b>7. Energía media ( GWh/año )</b>		
<b>8. Mercado ( a la atender )</b>		
Departamento		
Tipo de cliente		
<b>9. Costo total aproximado con impuestos vigentes [4]</b>		
<b>10. Costo índice de instalación (US\$/kW)</b>		
<b>11. Costo índice de Generación Media (US\$/MWh)</b>		
<b>12. Costo AOM fijo (US\$/kW)</b>		
<b>13. Costo de AOM variable (US\$/MWh)</b>		
<b>14. Fuentes de financiación</b>		
Fuente de financiación Nacional		
Porcentaje de financiación Nacional		
Fuente de financiación Extranjera		
Porcentaje de financiación Extranjera		
<b>15. Período de Ejecución</b>		
Preconstrucción (años)		
Construcción (años)		
<b>16. Fecha de inicio de construcción (dd/mm/yyyy)</b>		
<b>17. Fecha estimada de entrada en operación (dd/mm/yyyy)</b>		
<b>18. Descripción de impacto ambiental. (Indicar si tiene licencia ambiental)</b>		
<b>19. Inscripción ante Ministerio de Ambiente o Corporación Autónoma Regional</b>		
Entidad		
Número de Expediente		
Fecha de inscripción (dd/mm/yyyy)		
<b>20. Definición términos de referencia para el D.A.A. o estudio de impacto ambiental o del acto administrativo en el cual se establece que el proyecto no requiere licencia</b>		
Número de auto		
Fecha de auto (dd/mm/yyyy)		
<b>21. Comprobante de la carta en la que se presentan las alternativas o estudio de impacto ambiental según lo establecido en el Parágrafo 1 del Artículo 4 de la presente</b>		
Número de radicado		
Fecha de radicado (dd/mm/yyyy)		
<b>22. Definición de términos de referencia para el Estudio de Impacto Ambiental (E.I.A.)</b>		
Número del auto		
Fecha del auto (dd/mm/yyyy)		

D. CARACTERÍSTICAS PARTICULARES PROYECTOS TERMOELÉCTRICOS	
<b>1. Localización de la(s) posible(s) fuente(s) de combustible</b>	
<b>2. Consumo Especifico de Combustible (MBTU/MWh)</b>	
Carbón: T/año	
Gas: MPC/año	
ACPM: m <sup>3</sup> /año	
Fuel oil: m <sup>3</sup> /año	
Otros: especificar unidades	
<b>3. Costo combustible (US\$/Ucomb )</b>	
Ucomb:	
Carbón: T	
Carbón: MBTU	
Gas: MPC	
ACPM: m <sup>3</sup>	
Fuel oil: m <sup>3</sup>	
Otros: especificar unidades	

## Formato de características específicas de proyectos de generación hidráulica

A. PARAMETROS FISICOS	
1. Nombre del río	
2. Caudal medio del río (m3/s)	
3. Caudal medio durante de otras horas (m3/s)	
4. Caudal medio en el proyecto (m3/s)	
5. Área de captación (km²)	
6. Grado de regulación del embalse	
7. Volumen total del embalse (m3)	
8. Cota máxima de operación del embalse (msnm)	
9. Volumen útil del embalse (m3)	
10. Cota mínima de operación del embalse (msnm)	
11. Caída media neta (m)	
12. Cota lecho río sitio de presa (msnm)	
13. Tipo de Presa	
Altura (m)	
Volumen (m3)	
Cota de Cresta (msnm)	
Longitud de corona (m)	
Ancho de corona (m)	

B. IMPACTO SOCIO AMBIENTAL	
1. Área inundada (km²)	
2. Población afectada	
3. Carreteras a relocalizar (km)	
4. Carreteras de acceso (km)	
5. Línea de transmisión para construcción (km)	

C. CASA DE MÁQUINAS	
<b>1. Terbias y reguladores</b>	
Número	
Tipo	
Caída	
Máxima (m)	
Disco (m)	
Mínima (m)	
Capacidad nominal (MW)	
Eficiencia asumida (%)	
Distancia entre grupos (m)	

D. EQUIPOS ELÉCTRICOS PRINCIPALES	
<b>1. Generador</b>	
Número	
Capacidad nominal total (MVA)	
Tensión nominal (KV)	
Factor de potencia nominal	
Velocidad nominal (rpm)	
<b>2. Transformadores de Planta</b>	
Número	
Tipo	
Capacidad nominal (MVA)	
Tipo de Refrigeración	
Relación de Transformación (KV)	
Número de devanados	
Características del enlace con casa de máquinas	

E. TRANSMISIÓN ASOCIADA AL PROYECTO	
<b>1. Punto de Conexión a la red de transmisión:</b>	
Nombre del Transportador	
¿Subestación existe?	
Nombre Subestación	
Tipo de la subestación	
Configuración de la subestación (barraje)	
Nivel de Tensión (KV)	
Número de módulos de línea	
Número de módulos de Transformación	
<b>2. Circuitos</b>	
Número de circuitos	
Longitud (km)	
Nivel de tensión (KV)	

## Formato de características específicas de proyectos de generación térmica

A. OTRAS CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO	
1. Sistema de control ambiental	
Tipo	
Altura chimenea ( m )	
2. Control de emisiones	
SO <sub>x</sub>	
NO <sub>x</sub>	
CO <sub>x</sub>	
3. Capacidad instalada ( MW )	
4. Potencia servicios auxiliares ( MW )	
5. Consumo específico ( MBTU/MWh )	
6. Consumo de combustible ( Ucomb/año )	
7. Energía neta producida ( GWh/año )	

B. INFORMACIÓN GENERAL DE LA ZONA MINERA Y/O MINA ASOCIADA PARA LOS PROYECTOS A CARBÓN	
2. Tipo de explotación minera	
3. Estado actual del desarrollo o explotación	
4. Volumen de explotación ( T/año )	

C. CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL CARBÓN	
1. Transporte del camión a patios	
Camión ( km )	
Cable aéreo ( km )	
Ferrocarril ( km )	
Otros ( km )	
2. Costos del combustible	
Nivel de precios	
Tasa de cambio	
Explotación ( US\$/T )	
Transporte ( US\$/T )	
Total ( US\$/T )	
3. Tipo de refrigeración	

D. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE OTROS COMBUSTIBLES	
1. Poder calorífico ( MBTU/Ucomb )	
2. Costo del combustible	
Nivel de precios	
Tasa de cambio	
Costo Total ( US\$/Ucomb )	

E. EQUIPOS PRINCIPALES	
1. Generador de Vapor	
Tipo	
Eficiencia ( % )	
2. Turbina	
Tipo	
Número de unidades	
Capacidad ( MW )	
Velocidad ( rpm )	
Eficiencia ( % )	
Consumo específico bruto turbogruppo ( MBTU/MWh )	
3. Generador	
Tipo	
Capacidad ( MVA )	
Velocidad ( rpm )	
Tensión ( kV )	
Factor de potencia	
Relación de corto circuito	
4. Transformador planta	
Tipo	
Número	
Capacidad nominal ( MVA )	
Tipo de refrigeración	
Relación de Transformación ( kV )	
Número de devanados	
Características del enlace con casa de máquinas	

F. TRANSMISIÓN ASOCIADA AL PROYECTO	
1. Punto de Conexión a la red de transmisión:	
Nombre del transportador	
¿Subestación existe?	
Nombre de la Subestación	
Tipo de la subestación	
Configuración de la subestación	
Nivel de Tensión ( kV )	
Número de módulos de línea	
Número de módulos de Transformación	
1.7 Circuitos	
Número	
Longitud ( km )	
Nivel de Tensión ( kV )	

## Anexo 4. FORMATO DE REGISTRO DE PROYECTOS FASE 3

### FORMATO DE REGISTRO DE PROYECTO DE GENERACIÓN ANTE LA UPME - FASE 3

(SIEL - SISTEMA DE INFORMACIÓN ELÉCTRICO COLOMBIANO, 2015)

A. INFORMACIÓN GENERAL	
1. Razón social de la Empresa Promotora	
2. Número de NIT	
3. Dirección	
4. Departamento	
5. Municipio	
6. Teléfono	
7. Fax	
8. E-mail	
9. Nombre del Proyecto	
10. Nombre del Representante Legal	
11. Nombre de quien registre	

B. CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL PROYECTO		
1. Estudios Realizados		
Descripción		
Fecha		
Consultor		
2. Posibles Localizaciones del Proyecto		
Rio o Cuenca	Departamento	Municipio
Municipios y departamentos donde está localizado el proyecto		
3. Tipo de Proyecto		
Subtipo de Proyecto		
4. Tipo de Recurso		
	Otro	
5. Tecnología		
	Otro	
6. Capacidad a instalar (Mw)		
7. Energía media (Gwh/año)		
8. Mercado y cobertura		
9. Costo total con impuestos vigentes [4]		
<small>(Miles de dólares reportar a la fecha de inscripción)</small>		
10. Costo índice de Instalación (US\$/kw)		
11. Costo índice de Generación Media (US\$/MWh)		
12. Costo AQM (US\$/kw)		
Fijo		
Variable		
13. Fuentes de financiación		
Fuente de financiación Nacional		
Porcentaje de financiación Nacional		
Fuente de financiación Extranjera		
Porcentaje de financiación Extranjera		
14. Esquema de construcción		
15. Periodo de Ejecución		
Preconstrucción (años)		
Construcción (años)		
16. Descripción de impacto ambiental		
17. Inscripción ante Ministerio de Ambiente o Corporación Autónoma Regional		
Entidad		
Número de Expediente		
Fecha de inscripción (dd/mm/yyyy)		
18. Definición términos de referencia para el D.A.A. o estudio de impacto ambiental o del acto administrativo en el cual se establece que el proyecto no requiere licencia		
Número de auto		
Fecha de auto (dd/mm/yyyy)		
19. Controstante de la carta en la que se presenten las alternativas o estudio de impacto ambiental según lo establecido en el Parágrafo 1 del Artículo 4 de la presente		
Número de radicado		
Fecha de radicado (dd/mm/yyyy)		
20. Definición de términos de referencia para el Estudio de Impacto Ambiental (EIA)		
Número del auto		
Fecha del auto (dd/mm/yyyy)		
21. Auto y fecha de licencia ambiental		

## Formato de características específicas de proyectos de generación hidráulica

A. PARAMETROS FISICOS	
1. Localización: Departamento	
2. Caudal medio del río (m <sup>3</sup> /s)	
3. Caudal medio desviado de otras hovas (m <sup>3</sup> /s)	
4. Caudal medio en el provecto (m <sup>3</sup> /s)	
5. Área de captación (km <sup>2</sup> )	
6. Grado de regulación del embalse (%)	
7. Volumen total del embalse (m <sup>3</sup> )	
8. Cota máxima de operación del embalse (msnm)	
9. Volumen útil del embalse (m <sup>3</sup> )	
10. Cota mínima de operación del embalse (msnm)	
11. Caida media neta (m)	
12. Cota lecho río sitio de presa (msnm)	

B. INFRAESTRUCTURA AFECTADA Y NECESARIA	
1. Área inundada (km <sup>2</sup> )	
2. Población desplazada	
3. Carreteras a relocalizar ( km )	
4. Carreteras de acceso ( km )	
5. Línea de transmisión para construcción (km)	

C. CARACTERÍSTICAS CIVILES PRINCIPALES	
<b>1. PRESA Y OBRAS ANEXAS</b>	
1.1 Tipo de Presa	
Altura (m)	
Volumen (m <sup>3</sup> )	
Cota de cresta (msnm)	
Longitud de corona (m)	
Ancho de corona (m)	
1.2 Tipo de vertedero	
Creciente máxima probable (m <sup>3</sup> /s)	
Caudal de diseño (m <sup>3</sup> /s)	
1.3 Desviación:	
Número	
Tipo	
Longitud (m)	
Diametro (m)	
Caudal de diseño (m <sup>3</sup> /s)	
Recurrencia (años)	
1.4 Descarga de fondo	
Caudal de diseño (m <sup>3</sup> /s)	

2. OBRAS CIVILES DE GENERACIÓN	
2.1 Caudal de diseño ( m <sup>3</sup> /s )	
2.2 Captaciones	
Número	
Tipo	
2.3 Conducciones	
Número	
Tipo	
Túnel de carga	
Longitud (m)	
Díametro ( m )	
Pozo de carga	
Longitud (m)	
Díametro ( m )	
Tubería de presión	
Longitud (m)	
Díametro ( m )	
2.4 Tipo de casa de máquinas	
Dimensiones	
Longitud (m)	
Ancho ( m )	
Alto (m)	
Túnel de acceso	
Longitud (m)	
Díametro ( m )	
Pozo o túnel de cables	
Longitud (m)	
Díametro ( m )	
Pozo de aireación	
Longitud (m)	
Díametro ( m )	
2.5 Descarga	
Número	
Tipo	
Longitud (m)	
Díametro ( m )	
Pendiente ( % )	

D. EQUIPOS MECANICOS PRINCIPALES	
<b>1. VERTEDERO</b>	
<b>1.1 Compuertas principales</b>	
Tipo	
Número	
Ancho (m)	
Alto (m)	
Presión (pa)	
<b>1.2 Compuerta mantenimiento</b>	
Tipo	
Número	
Ancho (m)	
Alto (m)	
Presión (pa)	
<b>1.3 Grúa - Pórtico</b>	
Número	
Capacidad(T)	
Luz (m)	
Alto (m)	
<b>2. DESVIACIONES</b>	
<b>2.1 Compuertas desviación</b>	
Tipo	
Número	
Ancho (m)	
Alto (m)	
Presión (pa)	
<b>2.2 Compuertas desviación</b>	
Tipo	
Número	
Ancho (m)	
Alto (m)	
Presión (pa)	
<b>2.3 Compuertas desviación</b>	
Tipo	
Número	
Ancho (m)	
Alto (m)	
Presión (pa)	
<b>2.4 Rejas coladeras desviación</b>	
Número	
Ancho (m)	
Alto (m)	
Peso (T)	
<b>3. DESCARGA DE FONDO</b>	
<b>3.1 Compuertas</b>	
Tipo	
Número	
Ancho (m)	
Alto (m)	
Presión (pa)	
<b>3.2 Válvulas</b>	
Tipo	
Número	
Diametro (m)	
Presión (Pa)	
Tipo	
Número	
Diametro (m)	
Presión (Pa)	
Tipo	
Número	
Diametro (m)	
Presión (Pa)	
<b>3.3 Blindajes</b>	
Cota (msnm)	
Longitud (m)	
Diametro (m)	
Peso (T)	
Cota (msnm)	
Longitud (m)	
Diametro (m)	
Peso (T)	
Cota (msnm)	
Longitud (m)	
Diametro (m)	
Peso (T)	
<b>3.4 Rejas coladeras descarga de fondo</b>	
Número	
Ancho (m)	
Alto (m)	
Peso (T)	

4. CAPTACION	
4.1 Compuertas	
Tipo	
Número	
Ancho (m)	
Alto (m)	
Presión (pa)	
Tipo	
Número	
Ancho (m)	
Alto (m)	
Presión (pa)	
Tipo	
Número	
Ancho (m)	
Alto (m)	
Presión (pa)	
4.2 Válvulas	
Tipo	
Número	
Díametro (m)	
Presión (Pa)	
4.3 Blindajes	
Cota (msnm)	
Longitud (m)	
Díametro (m)	
Peso (T)	
4.4 Puente grúa	
Número	
Capacidad(T)	
Luz (m)	
Alto (m)	
4.5 Grúa-Pórtico	
Número	
Capacidad(T)	
Luz (m)	
Alto (m)	
4.6 Rejas coladeras captación	
Número	
Ancho (m)	
Alto (m)	
Peso (T)	

5. CONDUCCIONES	
5.1 Tubería de presión	
Número	
Longitud (m)	
Díametro (m)	
Peso(T)	
Número	
Longitud (m)	
Díametro (m)	
Peso(T)	
Número	
Longitud (m)	
Díametro (m)	
Peso(T)	
5.2 Ramales	
Número	
Longitud (m)	
Díametro (m)	
Peso(T)	
Número	
Longitud (m)	
Díametro (m)	
Peso(T)	
Número	
Longitud (m)	
Díametro (m)	
Peso(T)	
5.3 Bifurcadores	
Número	
Díametro max. (m)	
Díametro min. (m)	
Peso(T)	
Número	
Díametro max. (m)	
Díametro min. (m)	
Peso(T)	
Número	
Díametro max. (m)	
Díametro min. (m)	
Peso(T)	

<b>6. CASA DE MÁQUINAS</b>	
<b>6.1 Turbinas y reguladores</b>	
Número	
Tipo	
<b>Caida</b>	
Máxima (m)	
De Diseño (m)	
Mínima (m)	
Capacidad nominal (MW)	
Eficiencia asumida (%)	
Vel de rotación (rpm)	
Distancia entre grupos (m)	
<b>6.2 Puente grúa</b>	
Número	
Capacidad (T)	
Luz (m)	
<b>6.3 Equipo auxiliar extranjero</b>	
<b>Válvulas de admisión</b>	
Tipo	
Número	
Diametro (m)	
Precisión (mca)	
<b>Válvulas de sobrepresión</b>	
Tipo	
Número	
Diametro (m)	
Precisión (mca)	
<b>Grúa-pórtico</b>	
Número	
Capacidad (T)	
Luz (m)	
Alto (m)	
Otros equipos extranjeros	
<b>6.4 Equipo auxiliar nacional</b>	
<b>Compuertas descarga turbinas</b>	
Tipo	
Número	
Ancho (m)	
Presión (mca)	
<b>Compuertas túnel de descarga</b>	
Tipo	
Número	
Ancho (m)	
Presión (mca)	
Otros equipos nacionales	

E. EQUIPOS ELÉCTRICOS PRINCIPALES	
<b>1. GENERADOR</b>	
1.1 Número	
1.2 Capacidad nominal (MVA)	
1.3 Tensión nominal (kV)	
1.4 Factor de potencia nominal	
1.5 Rotor	
Longitud (m)	
Diámetro (m)	
Peso (m - T)	
1.6 Velocidad nominal (rpm)	
<b>2. TRANSFORMADORES DE PLANTA</b>	
2.1 Número	
2.2 Tipo	
2.3 Capacidad nominal (MVA)	
2.4 Tipo de Refrigeración	
2.5 Relación de Transformación (kV)	
2.6 Número de devanados	
2.7 Característica del enlace con casa de máquinas	
F. TRANSMISIÓN ASOCIADA AL PROYECTO	
<b>1. SUBESTACIONES</b>	
1.1 Nombre del transportador	
1.2 ¿Subestación existe?	
1.3 Nombre de la subestación	
1.4 Tipo de la subestación	
1.5 Configuración de la subestación (baraje)	
1.6 Nivel de Tensión (kV)	
1.7 Módulos de Línea	
Número	
Tensión nominal (kV)	
1.8 Módulos de Transformación	
Número	
Tensión nominal (kV)	
<b>2. TRANSFORMACIÓN Y COMPENSACIÓN</b>	
<b>2.1 Transformadores de potencia</b>	
Cantidad	
Tipo	
Cantidad Devanados	
Tensiones nominales devanados (kV)	
Potencia devanados (MVA)	
Tipos de refrigeración	
Etapas de refrigeración	
Tipo cambiador de derivaciones	
<b>2.2 Autotransformadores de potencia</b>	
Cantidad	
Tipo	
Cantidad Devanados	
Tensiones nominales devanados (kV)	
Tipo de refrigeración	
Etapas de refrigeración	
Tipo cambiador de derivaciones	
<b>3. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN</b>	
<b>3.1 Líneas a 230 kV</b>	
- Longitud (km)	
- Número de circuitos	
<b>3.2 Líneas a 500 kV</b>	
- Longitud (km)	
- Número de circuitos	
<b>3.3 Líneas a 115 kV</b>	
- Longitud	
- Número de circuitos (km)	
G. CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS PREDOMINANTES ( Descripción )	

H. CARACTERÍSTICAS AMBIENTALES	
1. Coordenadas	
Del proyecto	
Norte	
Este	
De la presa	
Norte	
Este	
Campamento y taller	
Norte	
Este	
Ventana intermedia	
Norte	
Este	
Casa de máquinas	
Norte	
Este	
2. Embalse	
Área (km <sup>2</sup> )	
Volumen (Mm <sup>3</sup> )	
Forma del embalse:	
Nombre del río	
3. Tramo Afectado	
Longitud (km)	
Caudal (%)	
Número Afluentes	
Nombre de afluentes	
4. Tramo Tranvase	
Longitud del tramo (km)	
Caudal (%)	
Número Afluentes	
Nombre de afluentes	
5. Descarga de fondo	
6. Tiempo de retención hidráulica (días)	
7. Tipo de salida de agua principal del embalse	
8. Capacidad (MW)	
9. Área inundada (km <sup>2</sup> )	
10. Longitud del túnel (km)	
11. Cota de inundación (msnm)	
12. Remoción de cobertura vegetal	
Porcentaje de remoción (%)	
Factor de utilización (%)	
15. Tiempo de construcción: (años)	
16. Tiempo de operación: (años)	

I CARACTERÍSTICAS ESPECIALES Y/O OBSERVACIONES

Formato de características específicas de proyectos de generación térmica

D. CARACTERÍSTICAS PARTICULARES PROYECTOS TERMOELECTRICOS	
1. Localización de la(s) posible(s) fuente(s) de combustible	
2. Consumo Especifico de Combustible (MBTU/MWh)	
Carbón: T/año	
Gas: MPC/año	
ACPM: m <sup>3</sup> /año	
Fuel oil: m <sup>3</sup> /año	
Otros: especificar unidades	
3. Costo aproximado de combustible ( US\$/Ucomb )	
Ucomb:	
Carbón: T	
Carbón: MBTU	
Gas: MPC	
ACPM: m <sup>3</sup>	
Fuel oil: m <sup>3</sup>	
Otros: especificar unidades	

A. CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO	
1. Ubicación	
Boca de Mina o de Pozo (MW neto)	
Otro sitio (MW netos)	
2. Altura sobre el nivel del mar (msnm)	
3. Temperatura ambiente (°C)	
4. Línea de Transmisión para construcción	
Longitud	
Tensión	
No. de Circuitos	
5. Capacidad instalada bruta (MW)	
6. Capacidad instalada neta (MW)	
7. Potencia servicios auxiliares (MW)	
8. Consumo específico (MBTU/MWh)	
9. Consumo de combustible (Ucomb/año)	
10. Energía neta producida (GWh/año)	

B. CARACTERÍSTICAS APLICABLES A PROYECTOS TERMOELÉCTRICOS A CARBÓN	
1. INFORMACIÓN GENERAL SOBRE LA MINA	
1.1 Entidad responsable	
1.2 Tipo de explotación	
Minería:	
1.3 Estado actual del desarrollo	
Explotación	
1.4 Volumen de explotación (T/año)	
1.5 Desarrollo futuro previsto	
Prefactibilidad	
Consultor	
En estudio (T/año)	
Realizada (T/año)	
Factibilidad	
Consultor	
En estudio (T/año)	
Realizada (T/año)	

2. CARACTERÍSTICAS DEL CARBÓN	
2.1 Análisis Inmediato	
2.1.1 Humedad (%)	
2.1.2 Cenizas (%)	
2.1.3 Material volátil (%)	
2.1.4 Carbono fijo (%)	
2.2 Análisis Elemental	
2.2.1 Azufre (%)	
2.2.2 Hidrógeno (%)	
2.2.3 Carbono (%)	
2.2.4 Nitrógeno (%)	
2.2.5 Oxígeno (%)	
2.3 Otras Características	
2.3.1 Poder calorífico superior (MBTU/kg)	
2.3.2 Poder calorífico inferior (MBTU/kg)	
2.3.3 Índice de Triturabilidad	
2.3.4 Temperatura de la fusión de las cenizas	
Ablandamiento (°C)	
Fluidez (°C)	
2.3.5 Número de muestras analizadas	
2.3.6 Transporte del carbón a patios	
Camión (km)	
Cable aéreo (km)	
Ferrocarril (km)	
Otros (km)	
2.3.7 Costos del carbón	
Explotación (US\$/T)	
Transporte (US\$/T)	
Total (US\$/T)	
Nivel de Precios:	
Tasa de Cambio:	

C. CARACTERÍSTICAS AMBIENTALES PROYECTOS A CARBÓN	
1. COORDENADAS	
1.1 Del proyecto	
Norte	
Este	
1.2 Del patio de cenizas	
Norte	
Este	
2. YACIMIENTO DE CARBÓN	
2.1 Departamento	
2.2 Distancia promedio	
2.3 Tipo de relieve	
2.4 Tipo de superficie	
2.5 Potencia (MW)	
2.6 Caudal tomado (%)	
2.7 Caudal aguas subterráneas (%)	
2.8 Factor de utilización (%)	
2.9 Superficie (Ha)	
2.10 Generación térmica	
2.11 Descarga de fondo	
2.12 Tiempo de retención hidráulica (días)	
2.13 Tipo de salida de agua principal del embalse	
2.14 Tecnología	
2.15 Remoción de cobertura vegetal	
2.16 Porcentaje de remoción (%)	
2.17 Tiempo de construcción: (años)	
2.18 Tiempo de operación: (años)	

D. CARACTERÍSTICAS APLICABLES A PROYECTOS TERMOELÉCTRICOS A GAS	
1. CARACTERÍSTICAS GENERALES	
1.1 Empresa transportadora del gas	
1.2 Nombre del gasoducto de abastecimiento	
1.3 Combustible alternativo	
Número de tanques de almacenamiento	
Capacidad de cada tanque (gal)	
Capacidad de tanque de almacenamiento diario (gal)	
Capacidad total de almacenamiento (gal)	
Periodo de duración del sustituto (días)	
1.4 Poder calorífico del gas (MBTU/kg)	
1.5 Costos del gas	
Costo a boca de pozo (US\$/MBTU)	
Costo de Transporte (US\$/MBTU)	
Otros Costos	
Valor Otros Costos	
Total (US\$/Ucomb)	
Nivel de Precios:	
Tasa de Cambio:	
2. CARACTERÍSTICAS DEL GAS	
2.1 Metano (% mol)	
2.2 Etano (% mol)	
2.3 Hidrógeno (% mol)	
2.4 Nitrógeno (% mol)	
2.5 Azufre (ppm)	

E. SISTEMA DE REFRIGERACIÓN	
1. Agua de circulación requerida (m <sup>3</sup> /s)	
2. Agua de reposición requerida (m <sup>3</sup> /s)	
3. Agua consumo interno de planta (m <sup>3</sup> /s)	
4. Ciclo abierto	
Mar	
Nombre Fuente	
Caudal mínimo garantizado (m <sup>3</sup> /s)	
5. Ciclo cerrado	
6. Agua reposición	
Nombre Fuente	
Caudal mínimo garantizado (m <sup>3</sup> /s)	
Subterránea (m <sup>3</sup> /s)	

F. EQUIPOS PRINCIPALES	
<b>1. GENERADOR DE VAPOR</b>	
1.1 Tipo	
1.2 Presión del vapor (kg/cm <sup>2</sup> )	
1.3 Temperatura del vapor (°C)	
1.4 Vapor generado (T/hora)	
1.5 Eficiencia (%)	
1.6 Pieza más pesada	
Nombre	
Peso	
<b>2. PUENTE GRUA</b>	
Número	
Capacidad (T)	
Luz (m)	
<b>3. TURBINA</b>	
3.1 Tipo	
3.2 No. de unidades	
3.3 Capacidad	
3.4 Velocidad (rpm)	
3.5 Presión vapor entrada (kg/cm <sup>2</sup> )	
3.6 Temperatura del vapor (°C)	
3.7 Eficiencia (%)	
3.8 Consumo específico bruto turbogrupa (MBTU/MWh)	
<b>4. TURBOGAS</b>	
4.1 Número de ejes	
4.2 Temperatura de Gases de exhosto (°C)	
4.3 Flujo Gases de exhosto	
4.4 Temperatura aire de entrada compresor (°C)	
<b>5. TURBOVAPOR</b>	
5.1 Presión de vapor de entrada (kg/cm <sup>2</sup> )	
5.2 Temperatura de vapor de entrada (°C)	
5.3 Número de extracciones	
5.4 Consumo de vapor	

<b>6. GENERADOR</b>	
6.1 Tipo	
6.2 Capacidad (MVA)	
6.3 Velocidad (rpm)	
6.4 Tensión (kV)	
6.5 Factor de potencia	
6.6 Peso rotor (T)	
6.7 Peso estator (T)	
6.8 Enfriamiento	
Tipo	
Presión (kg/cm <sup>2</sup> )	
6.9 Relación de corto circuito	
<b>7. TRANSFORMADOR PLANTA</b>	
7.1 Número	
7.2 Tipo	
7.3 Potencia (MVA)	
7.4 Relación de Transformación (kV)	
<b>8. SUBESTACION PRINCIPAL [2]</b>	
Tipo de la subestación	
Configuración de la subestación (baraje)	
8.2 Tensión Nominal (kV)	
8.3 No. de Campos	
8.4 Enlace con casa de máquinas	

G. TRANSMISION ASOCIADA AL PROYECTO	
1. Punto de conexión a la red de transmisión:	
Nombre del transportador	
¿Subestacion existe?	
Nombre de la Subestación	
Tipo de la subestación	
Configuración de la subestación (baraje)	
Nivel de Tensión (kV)	
Número de módulos de línea	
Número de módulos de transformación	
2. Circuitos	
Número	
Longitud (km)	
Nivel de Tensión	

H. CARACTERISTICAS AMBIENTALES PROYECTOS A GAS	
1. Coodernadas del proyecto	
Norte	
Este	
2. Tipo de relieve	
3. Tipo de superficie	
4. Potencia (MW)	
5. Caudal tomado (%)	
6. Caudal aguas subterráneas (%)	
7. Factor de utilización (%)	
8. Superficie (Ha)	
9. Tecnología	
10. Remoción de cobertura vegetal	
11. Porcentaje de remoción (%)	
13. Tiempo de construcción: (años)	
14. Tiempo de operación: (años)	

I OBSERVACIONES	

## **Anexo 5. OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME**

### **RESOLUCIÓN CREG 071 DE 2006, CAPÍTULO II, “OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME”**

La Resolución CREG 071 de 2006, Capítulo II, “Obligaciones de Energía Firme”, describe:

Artículo 07. Obligaciones Adicionales para los agentes con plantas y/o unidades de generación nuevas o especiales a quienes les hayan sido asignado Obligaciones de Energía Firme, tendrán las siguientes obligaciones:

1. Poner en operación comercial la planta y/o unidad de generación a más tardar en la fecha de inicio de periodo de Vigencia de la Obligación y con la ENFICC asignada en la subasta.
2. Cumplir con el cronograma de construcción o repotenciación de la planta y la Curva S.
3. Pagar el costo de la auditoria establecida en el Artículo 8. El incumplimiento en el pago de la auditoria, dará lugar a la ejecución de la garantía a que se refiera el numeral IV, y la pérdida para la generación de la Obligación de Energía Firme y la remuneración asociada a ella.
4. Constituir y mantener vigente la garantía de cumplimiento de la fecha de inicio de la operación comercial de las plantas o unidades de generación en instalación o por instalar o repotenciar con la ENFICC asignada en la Subasta, y el pago de la auditoria. Estas garantías deben cumplir las disponibilidades contenidas en el Capítulo VIII de la resolución CREG 071 de 2006.
5. Constituirse como Empresa de Servicios Públicos Domiciliarios dentro del mes siguiente a la fecha de esta asignación, en caso de que aún no lo sea.

Artículo 8. Auditoria para plantas y/o unidades de generación nuevas o especiales: La obligación de cumplir con la Curva S, con el cronograma de construcción o repotenciación de la planta o unidad de generación y con la puesta en operación de la misma, será objetivo de verificación mediante una auditoria que deberá ser por el Administrador de la Subasta de acuerdo con las disponibilidades contenidas en el numeral 1.5 del anexo 1 de la resolución CREG 071 de 2006.

Artículo 10. Condiciones de operación de las plantas y/o unidades de generación nuevas o especiales: Una vez entre en operación la planta o unidad de generación que respalda la Obligación de Energía Firme, el generador quedara sometido al

cumplimiento de todas las reglas de operación y en general a toda regulación aplicable para las plantas existente en el SIN y en el MM<sup>12</sup>.

RESOLUCIÓN CREG 071 DE 2006, ANEXO 1, OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME. Numeral 1.5. Contratación de la Auditoría para plantas y/o Unidades de generación nuevas o especiales.

Para la contratación de la auditoría del cumplimiento de las obligaciones contenidas en el Artículo 8, el Administrador de la Subasta definirá los Términos de Referencia de acuerdo con lo establecido en esta resolución y observando, como mínimo, las siguientes condiciones:

1. El auditor será elegido mediante selección objetiva.
2. El costo de la auditoría será pagado por el generador a quien le haya sido asignada la Obligación de Energía Firme. Para este fin, deberá contratar una fiducia con una empresa debidamente autorizada por la Superintendencia Financiera, que realizará los pagos al auditor de acuerdo con las condiciones establecidas en los Términos de Referencia.
3. El auditor estará obligado a rendir anualmente al Ministerio de Minas y Energía, a la CREG, al CND y a la UPME un informe de avance del proyecto y un informe final a su culminación.
4. Los informes de auditoría deben ser claros, precisos y detallados en el establecimiento de:
  - a. El incumplimiento grave e insalvable de la puesta en operación de la planta o unidad de generación.
  - b. El incumplimiento subsanable del cronograma de construcción o de repotenciación, o de la puesta en operación de la planta o unidad de generación y de la Curva S.
5. El auditor verificará que la Curva S de ejecución real sea elaborada utilizando los mismos parámetros (tales como los factores de ponderación de las diferentes actividades del proyecto), usados en la elaboración de la Curva S declarada por el interesado, en cumplimiento de la Resolución CREG 071 de 2006 y las normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan
6. No se admitirán informes de auditoría ambiguos.
7. En los informes de auditoría se explicarán y relacionarán todos los antecedentes, estudios, métodos, memorias de cálculo, exámenes, experimentos e investigaciones que sirvieron de base para dictaminar respecto de determinadas plantas y/o unidades, alguno de los eventos señalados en el numeral IV de este título.
8. El auditor calculará la ENFICC de la planta o unidad de generación utilizando los parámetros reales de la planta, estimados con base en los protocolos y los

---

<sup>12</sup> Mercado Mayorista

procedimientos definidos en el Anexo 6 de la Resolución CREG 071 de 2006 y las normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.

9. Previamente a la entrega de los informes, el auditor validará sus conclusiones con el agente interesado, dando acceso a la documentación técnica reunida y permitiéndole contradecir el proyecto de informe y formular solicitudes de complementación o aclaración que se resolverán en el informe anual y en el informe final, según corresponda.

## **Anexo 6. FUNCIONES DEL CENTRO NACIONAL DE DESPACHO (CND)**

### **RESOLUCIÓN CREG 080 DE 1999, CAPÍTULO II, ARTÍCULO 3, NUMERAL 2, LITERAL B**

La Resolución CREG 080 de 1999, Capítulo II, Artículo 30, numeral 2, literal b, describe:

Artículo 3. Funciones del Centro Nacional de Despacho (CND).

1. Planeación Operativa.
2. Supervisión Operativa.
  - a. Supervisar directamente las variables de operación de los generadores despachados centralmente.
  - b. Supervisar directamente las variables de operación de los generadores no despachados centralmente que a su criterio se requiera.
  - c. Supervisar directamente las variables de operación de los Activos de Uso del STN y de Conexión al STN.
  - d. Supervisar directamente las variables de operación de las Interconexiones Internacionales con tensión de operación igual o superior al nivel IV.
  - e. Supervisar directamente las variables de operación de las Interconexiones Internacionales con tensión de operación inferior a nivel IV, que a su criterio se requiera.
  - f. Supervisar directamente las variables de operación de los activos de los STR's y/o SDL's que a su criterio se requiera.
  - g. Supervisar directamente la operación de los activos que prestan el servicio de Control Automático de Voltaje (CAV) en el STN, en Activos de Conexión al STN y a nivel de generadores despachados centralmente.
  - h. Supervisar directamente la prestación del Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia (AGC).
3. Coordinación Operativa.
4. Control Operativo

## **Anexo 7. GARANTÍA A LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE**

### **GARANTÍA ESTABLECIDA EN LA RESOLUCIÓN CREG 106 DE 2006**

La Resolución CREG 106 de 2006 en el artículo 4 describe las garantías asociadas a la capacidad de transporte:

Artículo 4. Garantía para reserva de capacidad de transporte. Con el propósito de garantizar la utilización de la capacidad de transporte asignada, el generador, en los casos indicados en esta Resolución, deberá entregar una garantía bancaria, un aval bancario o una carta de crédito, por un monto en pesos equivalente a un dólar (1 USD) de los Estados Unidos de América, convertido a pesos utilizando la tasa representativa del mercado de la fecha de entrega de la garantía, por cada kilovatio de capacidad a instalar, en el caso de generaciones adicionales, o por cada kilovatio de capacidad a retirar del Mercado Mayorista, en el caso de retiro temporal.

Esta garantía debe estar vigente hasta la fecha de entrada en operación de la capacidad de generación a instalar o hasta la fecha de reingreso al Mercado Mayorista, según el caso, más un mes. Adicionalmente, debe cumplir con los siguientes criterios:

- a. Que tenga un valor calculado en moneda nacional y sea exigible de acuerdo con la ley Colombiana.
- b. Que sea otorgada de manera irrevocable a favor del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), o quien realice sus funciones.
- c. Que otorgue al ASIC la preferencia para obtener de manera inmediata, incondicional, a primer requerimiento el pago de la obligación garantizada.
- d. Que sea líquida y fácilmente realizable.
- e. Que la entidad otorgante cuente con una calificación de riesgo crediticio de la deuda de largo plazo o de fortaleza patrimonial de al menos A (-) por parte de una Agencia Calificadora de Riesgos vigilada por la Superintendencia Financiera de Colombia.
- f. Que el valor pagado por la entidad otorgante sea igual al valor total de la cobertura, es decir, el valor pagado debe ser neto, libre de cualquier tipo de deducción o retención por parte de la entidad otorgante.

Artículo 5. Otras Garantías. En los contratos de conexión, las partes acordarán las garantías que estimen necesarias para asegurar el cumplimiento de sus obligaciones, sin perjuicio de las garantías que se requieran en otras resoluciones de la CREG para proyectos de expansión de las redes de transporte de energía eléctrica.

## **Anexo 8. GARANTÍAS A LOS PROYECTOS DE EXPANSIÓN**

### **GARANTÍA ESTABLECIDA EN LA RESOLUCIÓN CREG 093 DE 2007**

La Resolución CREG 093 de 2007, por la cual se modifica parcialmente el artículo 4 de la Resolución CREG 022 de 2001, describe en el anexo 1 lo siguiente:

Los usuarios, dentro de los cuales se incluyen los usuarios finales del servicio de energía eléctrica, los Operadores de Red y los Generadores, que requieran proyectos de expansión para conectarse al Sistema de Transmisión Nacional, así como los inversionistas seleccionados para ejecutar proyectos de expansión en dicho Sistema, deberán otorgar las garantías que aquí se regulan.

#### **1. Aprobación de las Garantías**

Las garantías para cubrir el cumplimiento de obligaciones asociadas a los proyectos de expansión del Sistema de Transmisión Nacional deberán presentarse al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), para su aprobación, antes de ser entregadas a la entidad que adelanta la convocatoria.

El ASIC tendrá un plazo de tres (3) días hábiles, contados desde la fecha de recibo de la garantía, para pronunciarse sobre su aprobación.

#### **2. Administración de las Garantías**

El ASIC será el encargado de la custodia y administración de las garantías exigidas para cubrir el cumplimiento de obligaciones asociadas a los proyectos de expansión del Sistema de Transmisión Nacional. Igualmente, el ASIC será el encargado de la ejecución de estas garantías ante la ocurrencia de cualquiera de los eventos de incumplimiento definidos en el Anexo I de la resolución CREG 022 de 2001.

Para estos fines, la entidad que adelante el respectivo proceso de convocatoria deberá enviar al ASIC dichas garantías al momento de solicitar a la CREG la oficialización del ingreso del Transmisor.

#### **3. Criterios de las Garantías**

Las garantías o pólizas requeridas definidas en la resolución CREG 093 de 2007, deberán cumplir con los siguientes criterios:

- a) Que sean otorgadas de manera incondicional e irrevocable a favor del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), o quien realice sus funciones.
- b) Que otorguen al ASIC la preferencia para obtener de manera inmediata, incondicional, a primer requerimiento el pago de la obligación garantizada.
- c) Que sean líquidas y fácilmente realizables en el momento en que deban hacerse efectivas.
- d) Que la entidad otorgante cuente con una calificación de riesgo crediticio de la deuda de largo plazo o de fortaleza patrimonial por parte de una Agencia Calificadora de Riesgos vigilada por la Superintendencia Financiera de Colombia.
- e) Que la entidad otorgante, renuncie a requerimientos judiciales, extrajudiciales o de cualquier otro tipo, para el pago de la obligación garantizada.
- f) Que tengan un valor calculado en moneda nacional y sean exigibles de acuerdo con la ley Colombiana.
- g) Que el valor pagado por la entidad otorgante sea igual al valor total de la cobertura, es decir, el valor pagado debe ser neto, libre de cualquier tipo de deducción o retención por parte de la entidad otorgante.

#### 8.1. Obligaciones a garantizar y cumplimiento de las mismas.

Las siguientes son las obligaciones asociadas a la solicitud de construcción de proyectos de expansión en el Sistema de Transmisión Nacional para la conexión de nuevas cargas o de plantas o unidades de generación, que el usuario deberá garantizar mediante cualquier garantía que reúna las condiciones establecidas en el Anexo I de la resolución CREG 022 de 2001.

#### 4.3.2 En los casos de conexión de generadores:

- a) Poner en operación comercial la primera unidad de generación con al menos el 90% de la capacidad, en la fecha previamente definida por el solicitante.

Esta obligación se entenderá cumplida con el informe que emita el Centro Nacional de Despacho en el que dé cuenta de la entrada en operación comercial de la primera unidad de generación con al menos el 90% de la capacidad, en la fecha prevista por el solicitante.

- b) Poner en operación comercial al menos el 90% de la capacidad total de generación para la cual se asignó la capacidad de transporte, en la fecha previamente definida por el solicitante.

Esta obligación se entenderá cumplida con el informe que emita el Centro Nacional de Despacho, en el que dé cuenta de la entrada en operación comercial, de al menos el 90% de la capacidad total de generación, para la cual se asignó la capacidad de transporte en la fecha previamente definida por el solicitante.

- c) Actualizar la garantía, el valor de la cobertura o prorrogar su vigencia, en los términos establecidos en esta Resolución.

Esta obligación se entenderá cumplida con la aprobación por parte del ASIC, de la garantía actualizada o prorrogada.

## 8.2. Eventos de incumplimiento.

Constituyen eventos de incumplimiento en los casos de conexión de generadores:

- a) El vencimiento de la fecha de entrada en operación comercial de la primera unidad de generación sin que el generador haya puesto en operación comercial al menos el 90% de la capacidad de dicha unidad de generación, salvo que antes de esta fecha el generador: i) se encuentre inscrito en el mercado de energía mayorista, ii) haya informado al ASIC la nueva fecha prevista para la conexión; y iii) se haya comprometido incondicionalmente a pagar lo que le facture el ASIC de acuerdo con lo previsto en el numeral 8.5.

La fecha prevista para la entrada en operación comercial de la primera unidad de generación se podrá prorrogar solamente por una vez. Vencida la nueva fecha sin que se haya producido la entrada en operación comercial de la primera unidad se ejecutará la garantía.

- b) El vencimiento de la fecha de entrada en operación comercial sin que el generador haya puesto en operación comercial al menos el 90% de la capacidad total de generación para la cual se asignó la capacidad de transporte, salvo que antes de esta fecha el generador: i) haya prorrogado la vigencia de la garantía; ii) haya informado al ASIC la nueva fecha prevista para la conexión; y iii) se haya comprometido incondicionalmente a pagar lo que le facture el ASIC de acuerdo con lo previsto en el numeral 8.5.
- c) No actualizar la garantía, el valor de la cobertura o no prorrogar su vigencia, en los términos establecidos en esta Resolución.

### 8.3. Valor de Cobertura de la Garantía

La garantía que debe constituir el usuario solicitante de la conexión se otorgará por un monto igual al 40% del costo del proyecto de expansión, calculado con el valor de las Unidades Constructivas que lo conforman o de las que le sean asimilables.

Cuando los componentes del proyecto no estén todos definidos como unidades constructivas, la UPME podrá estimar un valor para ellos, con el propósito de calcular el costo total del proyecto.

El monto de la cobertura de la garantía se calculará con base en el valor en pesos colombianos, con el que se estén valorando las Unidades Constructivas a la fecha en que se constituya la garantía, y se actualizará cada doce meses con la misma variación que se presente en el valor de dichas unidades.

Cuando entren en operación comercial unidades de generación, el generador podrá presentar al ASIC una reducción del valor de la cobertura de la garantía, en una proporción igual a la que equivale la capacidad que haya entrado en operación, frente a la capacidad total de generación para la cual se asignó la capacidad de transporte.

### 8.4. Vigencia de la Garantía

Las garantías se deberán mantener vigentes desde la fecha de su presentación hasta la fecha de entrada en operación del proyecto de transmisión, más doce (12) meses para el caso de conexión de nuevas cargas; y hasta dos (2) meses después de la fecha informada por el generador para la entrada en operación comercial del total de la generación a la que se le asignó la capacidad de transporte, para el caso de los generadores.

Se entenderá que se cumple con la obligación de mantener vigente la garantía, cuando esta se presente por la totalidad de la vigencia indicada en este numeral, o con una vigencia inicial de un (1) año y se prorrogará conforme al requerimiento de vigencia establecido, por períodos mayores o iguales a un año, con al menos quince (15) días hábiles de anterioridad a la fecha de vencimiento de la garantía vigente.

La vigencia de la garantía deberá prorrogarse si la fecha de entrada en operación del proyecto de transmisión se cambia de acuerdo con lo previsto en esta Resolución. También deberá prorrogarse la vigencia cuando la conexión de la carga o del total de la generación, según sea el caso, no vaya a entrar en la fecha prevista, siempre y cuando quien se va a conectar al STN informe de esta situación al ASIC y se comprometa a pagar lo que le facture el ASIC.

## 8.5. Facturación del ASIC

- a) Si el usuario no conecta o no pone en operación la nueva carga en la fecha prevista, el ASIC facturará mensualmente al usuario o a quien lo represente, durante los meses de atraso de la conexión, un valor equivalente al ingreso esperado del Transmisor liquidado por el LAC.
- b) Durante los meses posteriores a los establecidos para el periodo de pruebas, el ASIC facturará mensualmente al generador un valor igual al que liquide el LAC como ingreso esperado del Transmisor, hasta el mes en que entre en operación comercial al menos el 90% de la capacidad de la primera unidad de generación.
- c) Cuando en la fecha prevista, no entre en operación comercial al menos el 90% de la capacidad total de generación para la cual se asignó la capacidad de transporte, el ASIC facturará al generador, durante cada uno de los meses de atraso, un valor igual al que liquide el LAC como ingreso esperado del Transmisor, disminuido en una proporción igual a la que equivale la capacidad que haya entrado en operación, frente a la capacidad total de generación para la cual se asignó la capacidad de transporte.

## Anexo 9. ACUERDO CON 601

### Acuerdo CNO 601 - Anexo 1

A continuación se relacionan los protocolos de información definidos en el Anexo 1 del acuerdo CNO 601:

1. Protocolo de información de líneas del sin y sus elementos asociados para planeación

TIPO DE INFORMACIÓN	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VARIABLE	VALOR
INFORMACIÓN BÁSICA	Nombre de la línea a la que se le actualiza información		1. NOMBRE DE LA LINEA	
	Se debe indicar la subestación, el nivel de tensión y el nombre del punto de conexión donde se conecta el extremo inicial de la línea.		2. BARRA INICIAL	
	Se debe indicar la subestación, el nivel de tensión y el nombre del punto de conexión donde se conecta el extremo final de la línea.		3. BARRA FINAL	
DATOS TÉCNICOS	Voltaje nominal de operación de la línea.	kV	4. TENSIÓN NOMINAL DE OPERACIÓN	
	Longitud de la línea. Corresponde a la sumatoria de vanos, es decir, corresponde a la proyección sobre la horizontal. Este valor debe coincidir con la sumatoria de las longitudes de los segmentos de línea declarados	km	5. LONGITUD	
	Es la cantidad máxima de corriente que puede transportar la línea continuamente y en sus elementos asociados (bajantes de conexión con los pararrayos y los transformadores de potencial, trampas de onda, transformadores de corriente, interruptores y seccionadores).	A	6. CAPACIDAD NOMINAL	
	Declarar cuál es el elemento que impone el límite operativo, es decir el que restringe la máxima corriente. Entre los elementos		7. ELEMENTO QUE IMPONE EL LÍMITE OPERATIVO	

están: línea de transmisión (Cable), bajantes de conexión con los pararrayos y los transformadores de potencial, trampas de onda, transformadores de corriente, interruptores, seccionadores.			
Valor máximo de corriente que la línea y sus elementos asociados (bajantes de conexión con los pararrayos y los transformadores de potencial, trampas de onda, transformadores de corriente, interruptores y seccionadores) puede soportar por un periodo de tiempo de 30 minutos.	A	8. LIMITE DE EMERGENCIA DURANTE 30 MINUTOS	
Resistencia equivalente de secuencia positiva (por unidad de longitud).	W/Km	9. RESISTENCIA DE SECUENCIA POSITIVA (R1)	
Reactancia equivalente de secuencia positiva (por unidad de longitud).	W/Km	10. REACTANCIA DE SECUENCIA POSITIVA (X1)	
Susceptancia equivalente de secuencia positiva (por unidad de longitud).	uS/Km	11. SUSCEPTANCIA DE SECUENCIA POSITIVA (B1) (1)	
Resistencia equivalente de secuencia cero (por unidad de longitud).	W/Km	12. RESISTENCIA DE SECUENCIA CERO (R0)	
Reactancia equivalente de secuencia cero (por unidad de longitud).	W/Km	13. REACTANCIA DE SECUENCIA CERO (X0)	
Susceptancia equivalente de secuencia cero (por unidad de longitud).	uS/Km	14. SUSCEPTANCIA DE SECUENCIA CERO (B0) (1)	
En este campo se debe informar si la línea comparte estructura con otras líneas, en cuyo caso se informa con cuáles líneas.	SI/NO, Cuales	15. COMPARTE ESTRUCTURAS CON OTROS CIRCUITOS?	

## 2. Protocolo de transformadores del SIN para planeación

TIPO DE INFORMACIÓN	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VARIABLE	VALOR
INFORMACIÓN BÁSICA	Nombre del transformador al que se le actualiza información		1. NOMBRE TRANSFORMADOR	
	Se debe indicar la subestación, el nivel de tensión y el nombre de la barra donde se conecta el devanado de alta tensión del transformador.		2. BARRA DE ALTA TENSIÓN	
	Se debe indicar la subestación, el nivel de tensión y el nombre de la barra donde se conecta el devanado de media tensión del transformador.		3. BARRA DE MEDIA TENSIÓN. (2)	
	Se debe indicar la subestación, el nivel de tensión y el nombre de la barra donde se conecta el devanado de baja tensión del transformador.		4. BARRA DE BAJA TENSIÓN	
DATOS TÉCNICOS GENERALES	Impedancia de corto circuito del transformador entre el lado de alta y el lado de baja en el tap central, tomando como base la potencia del devanado de menor potencia nominal. (1)	%	5. IMPEDANCIA ALTA-BAJA Nom	
	Impedancia de corto circuito del transformador entre el lado de alta y el lado de media en el tap central, tomando como base la potencia del devanado de menor potencia nominal. (1) (2)	%	6. IMPEDANCIA ALTA-MEDIA Nom	
	Impedancia de corto circuito del transformador entre el lado de media y el lado de baja en el tap central, tomando como base la potencia del devanado de menor potencia nominal. (1) (2)	%	7. IMPEDANCIA MEDIA-BAJA Nom	
	Nombre del grupo horario de conexión. Por ejemplo Ynynd11		8. GRUPO DE CONEXIÓN	
DATOS TÉCNICOS DEVANADO DE ALTA TENSIÓN	Voltaje nominal de operación (fase – tierra) del devanado.	kV	9. TENSIÓN NOMINAL	
	Capacidad nominal máxima del devanado	MVA	10. CAPACIDAD NOMINAL	
	Máxima capacidad que puede soportar el devanado por un período de tiempo de 30 minutos.	MVA	11. CAPACIDAD DE EMERGENCIA	
	Resistencia serie de secuencia positiva para el devanado	%	12. R	
	Resistencia a tierra cuando está conectado a tierra a través de un transformador.	%	13. RTIERRA	
	Reactancia serie de secuencia positiva para el devanado	%	14. X	
DATOS TÉCNICOS DEVANADO DE MEDIA TENSIÓN (2)	Resistencia a tierra cuando está conectado a tierra a través de un transformador.	%	15. XTIERRA	
	Voltaje nominal de operación (fase – tierra) del devanado.	kV	16. TENSIÓN NOMINAL	
	Capacidad nominal máxima del devanado	MVA	17. CAPACIDAD NOMINAL	
	Máxima capacidad que puede soportar el devanado por un período de tiempo de 30 minutos.	MVA	18. CAPACIDAD DE EMERGENCIA	
	Resistencia serie de secuencia positiva para el devanado	%	19. R	
	Resistencia a tierra cuando está conectado a tierra a través de un transformador.	%	20. RTIERRA	
DATOS TÉCNICOS DEVANADO DE BAJA TENSIÓN	Reactancia serie de secuencia positiva para el devanado	%	21. X	
	Reactancia a tierra cuando está conectado a tierra a través de un transformador.	%	22. XTIERRA	
	Voltaje nominal de operación (fase – tierra) del devanado.	kV	23. TENSIÓN NOMINAL	
	Capacidad nominal máxima del devanado	MVA	24. CAPACIDAD NOMINAL	
	Máxima capacidad que puede soportar el devanado por un período de tiempo de 30 minutos.	MVA	25. CAPACIDAD DE EMERGENCIA	
	Resistencia serie de secuencia positiva para el devanado	%	26. R	
	Resistencia a tierra cuando está conectado a tierra a	%	27. RTIERRA	

	través de un transformador.			
	Reactancia serie de secuencia positiva para el devanado	%	28. X	
	Reactancia a tierra cuando está conectado a tierra a través de un transformador.	%	29. XTIERRA	
	Indicar en que devanado está aplicando el cambiador de tomas (Alta-Media-Baja)		30. LADO DEL TAP	
	Posición máxima del cambiador de tomas. (Ej: 12, significa que hay 12 pasos entre la posición nominal y la máxima relación de transformación con referencia a la tensión nominal)		31. PASO MAXIMO	
	Posición mínima del cambiador de tomas. (Ej: -4 significa que hay 4 pasos entre la posición nominal y la mínima relación de transformación con referencia a la tensión nominal)		32. PASO MÍNIMO	
	Posición nominal del cambiador de tomas (Ej: 0, significa la posición del tap nominal cuya relación de relación de transformación es 1 con referencia a la tensión nominal)		33. PASO NOMINAL	
	Tensión en el secundario cuando el tap se encuentra en su posición nominal.	kV	34. TENSIÓN TAP NOMINAL	
	Cambio en el voltaje por cada paso del tap en porcentaje de la tensión nominal	%	35. PASO POR TAP	
	Impedancia de corto circuito del transformador para la posición máxima del tap	%	36. ZCCmax	
	Impedancia de corto circuito del transformador para la posición mínima del tap	%	37. ZCCmin	

### 3. Protocolo de condensadores del SIN para planeación

TIPO DE INFORMACIÓN	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VARIABLE	VALOR
INFORMACIÓN BÁSICA	Nombre del banco al que se le actualiza información		1. NOMBRE DEL BANCO DE CONDENSADORES	
	Se debe indicar la subestación, el nivel de tensión y el nombre de la barra donde se conecta el banco.		2. BARRA	
DATOS TÉCNICOS GENERALES	Potencia reactiva nominal total al voltaje nominal. Este valor debe ser positivo.	MVAR	3. CAPACIDAD NOMINAL (1)	
	Voltaje nominal al cual fue medida la capacidad nominal de salida. Este normalmente debe estar en el rango del 10% del voltaje al cual el banco es conectado a la red.	kV	4. TENSIÓN NOMINAL	
	Tipo de conexión del banco: serie o paralelo		5. CONEXIÓN	
	Si la conexión es paralelo, decir el modo: estrella sólidamente aterrizada, estrella con neutro aterrizado a través de impedancia, estrella con neutro sin aterrizar, Delta. Si es serie indicar el Nombre de la línea asociada.		6. MODO CONEXIÓN	

### 4. Protocolo de reactores del SIN para planeación

TIPO DE INFORMACIÓN	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VARIABLE	VALOR
INFORMACIÓN BÁSICA	Nombre del banco al que se le actualiza información		1. NOMBRE DEL BANCO DE REACTORES	
	Se debe indicar la subestación, el		2. BARRA	

	nivel de tensión y punto de conexión.			
DATOS TÉCNICOS GENERALES	Potencia reactiva nominal total al voltaje nominal. Este valor debe ser positivo.	MVAR	3. CAPACIDAD NOMINAL (1)	
	Voltaje nominal al cual fue medida la capacidad nominal. Este normalmente debe estar en el rango del 10% del voltaje al cual el banco es conectado a la red.	kV	4. TENSIÓN NOMINAL	
	Tipo de conexión del banco serie o paralelo		5. CONEXIÓN	
	Si la conexión es paralelo, decir el modo: estrella sólidamente aterrizada, estrella con neutro aterrizado a través de impedancia, estrella con neutro sin aterrizar, Delta. Si es serie indicar el Nombre de la línea asociada.		6. MODO CONEXIÓN	

#### 5. Protocolo de generadores del SIN para planeación

TIPO DE INFORMACIÓN	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VARIABLE	VALOR
INFORMACIÓN BÁSICA	Nombre de la planta a la que pertenece la unidad		1. NOMBRE DE LA PLANTA	
	Nombre de la unidad a la que se le actualiza información		2. NOMBRE DE LA UNIDAD	
	Se debe indicar la subestación, el nivel de tensión y el nombre del punto de conexión.		3. BARRA	
DATOS TÉCNICOS GENERALES	Ejemplo: Francis, Pelton, Kaplan. Para unidades hidráulicas. Turbina de gas tipo Frame (TG), Turbina de gas aeroderivada (TGA) Turbina de vapor (TV), Unidad térmicareciprocante, para unidades térmicas.		4. TIPO DE TURBINA	
	Solo para unidades térmicas. Se debe reportar por ejemplo: Ciclo Simple o Brayton, Ciclo Combinado, Ciclo STIG, Ciclo Rankine o vapor.		5. TIPO DE CICLO	
	Potencia de diseño o de placa de	MW	6.	

	una unidad.		CAPACIDAD NOMINAL MW (1)	
	Potencia de diseño o de placa de una unidad.	MVA	7. CAPACIDAD NOMINAL MVA	
	Máxima cantidad de potencia expresada en valores enteros, que puede suministrar la unidad, en condiciones normales de operación, al SIN en el punto de conexión o frontera comercial.	MW	8. CAPACIDAD EFECTIVA NETA (1)	
	Potencia mínima a la que puede operar la unidad, en condiciones normales de operación. (Indicar la causa: temperatura, vibraciones, etc.)	MW	9. MÍNIMO TÉCNICO (1)	
	Es el factor de potencia de diseño o de placa de la unidad generadora.		10. FACTOR DE POTENCIA NOMINAL	
	Capacidad de absorción de reactivos declarados por el propietario u operador.	MVARs	11. CAPACIDAD DE ABSORCIÓN DE REACTIVOS	
	Capacidad de generación de reactivos declarados por el propietario u operador.	MVARs	12. CAPACIDAD DE GENERACIÓN DE REACTIVOS	
	Se debe anexar la curva de cargabilidad del generador donde se especifiquen las regiones factibles de trabajo en el diagrama P-Q.		13. CURVA DE CARGABILIDAD	
	Eficiencia promedio de conversión energética del agua almacenada en el embalse asociado (o en la boca toma para caso filo de agua) al ser utilizada en la planta (Aplica para plantas hidráulicas)	MW/m <sup>3</sup> /s	14. FACTOR DE CONVERSIÓN	
PARÁMETROS ELÉCTRICOS	Tensión nominal indicada en los datos de placa de la unidad generadora.	kV	15. TENSIÓN NOMINAL	
	Característica técnica de una	%	16. ESTATISMO	

unidad de generación, que determina la variación porcentual de la frecuencia por cada unidad de variación porcentual de la carga.			
Rango de frecuencia, dentro del cual las unidades de generación no varían automáticamente su potencia.	mHz	17. BANDA MUERTA	
Segundos que tarda el grupo turbina - generador para alcanzar la velocidad nominal al aplicarle en el eje mecánico la potencia nominal de turbina. Este valor debe ser reportado con base en los MVA nominales del generador.	s	18. INERCIA GRUPO TURBINA – GENERADOR (2)	
Constante de tiempo transitoria de eje directo en cortocircuito.	s	19. Td'	
Constante de tiempo subtransitoria de eje directo en corto circuito.	s	20. Td''	
Constante de tiempo transitoria de eje de cuadratura en cortocircuito.	s	21. Tq'	
Constante de tiempo subtransitoria de eje de cuadratura en corto circuito.	s	22. Tq''	
Reactancia sincrónica de eje directo no saturada.	p.u.	23. Xd	
Reactancia transitoria de eje directo no saturada.	p.u.	24. Xd'	
Reactancia subtransitoria de eje directo no saturada.	p.u.	25. Xd''	
Reactancia sincrónica de eje de cuadratura no saturada.	p.u.	26. Xq	
Reactancia transitoria de eje de cuadratura no saturada.	p.u.	27. Xq'	
Reactancia subtransitoria de eje de cuadratura no saturada.	p.u.	28. Xq''	
Resistencia de estator.	p.u.	29. Rs	
Reactancia de Potier	p.u.	30. Xpot	
Parámetro de saturación a 1.0 vez la tensión nominal.	p.u.	31. SG10	
Parámetro de saturación a 1.2 veces la tensión nominal.	p.u.	32. SG12	
Reactancia del generador de secuencia negativa.	p.u.	33. X2	

	Resistencia del generador de secuencia negativa.	p.u.	34. R2	
	Reactancia del generador de secuencia cero.	p.u.	35. X0	
	Resistencia del generador de secuencia cero.	p.u.	36. R0	
	Reactancia de aterrizamiento.	p.u.	37. Xe	
	Resistencia de aterrizamiento.	p.u.	38. Re	
	Tipo de polo del rotor del generador. Ejemplo: Rotor Liso o Polos Salientes.		39. Tipo de polo	
	Reactancia sincrónica saturada de eje directo.	p.u.	40. Xdsat	
	Reactancia subtransitoria saturada de eje directo.	p.u.	41. Xdsat''	
	Constante de tiempo transitoria de eje directo y circuito abierto	s	42. T'd0	
	Constante de tiempo subtransitoria de eje directo y circuito abierto	s	43. T''d0	
	Constante de tiempo transitoria de eje cuadratura y circuito abierto	s	44. T'q0	
PARÁMETROS DE CONTROL	Se debe anexar el tipo y el diagrama de bloques en términos de Laplace del estabilizador de sistemas de potencia		45. PSS	
	Se debe anexar el tipo y el diagrama de bloques en términos de Laplace del sistema de excitación, así como los valores esperados para cada uno de los parámetros.		46. EXC	
	Se debe anexar el tipo y el diagrama de bloques en términos de Laplace del sistema turbina - gobernador de velocidad / Potencia, así como los valores esperados para cada uno de los parámetros.		47. PCU	

### 6. Protocolo de compensadores estáticos del SIN para planeación

TIPO DE INFORMACIÓN	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VARIABLE	VALOR
INFORMACIÓN BÁSICA	Nombre del compensador estático al que se le actualiza información		1. NOMBRE DEL SVC	
	Se debe indicar la subestación, el nivel de tensión y el nombre de la barra donde se conecta el generador.		2. BARRA	
DATOS TÉCNICOS	Tensión nominal de operación	kV	3. TENSIÓN NOMINAL	
	Máxima potencia reactiva inductiva, en condiciones nominales.	MVAR	4. MÁXIMA POTENCIA INDUCTIVA (1)	
	Máxima potencia reactiva capacitiva en condiciones nominales.	MVAR	5. MÁXIMA POTENCIA CAPACITIVA (1)	
	Anexar diagrama unifilar de la conexión del SVC donde se detallen los equipos de seccionamiento y de corte, así como la configuración completa de TCRs, TSCs y filtros del SVC.		6. UNIFILAR	

### 7. Protocolo de barras, bahías y subestaciones del SIN para planeación

TIPO DE INFORMACIÓN	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VARIABLE	VALOR
INFORMACIÓN BÁSICA	Nombre de la subestación a la que se le actualiza información		1. NOMBRE SUBESTACION	
	Nombre del activo, Ejemplo: Barra, Bahía, Subestación.		2. NOMBRE DEL ACTIVO	
	Configuración de la subestación, ejemplo: Barra sencilla, Doble barra, Doble barra con transferencia, Anillo, barra con bypass, Barra Principal + Transferencia, Interruptor y medio		3. CONFIGURACION	
	Anexar diagrama unifilar de la subestación donde se detallen los equipos de seccionamiento y		4. UNIFILAR	

	de corte de las diferentes bahías, así como la configuración completa de la subestación			
INFORMACIÓN TÉCNICA DE BARRAS	Tensión nominal de operación de la barra	kV	5. TENSIÓN NOMINAL DE OPERACIÓN	
	Capacidad nominal en corriente que tiene la barra.	A	6. CAPACIDAD (1)	
DATOS TÉCNICOS DE BAHÍAS	Capacidad de corto circuito de diseño	kA	7. CAPACIDAD DE CORTOCIRCUITO	

## **Anexo 10. CÓDIGO DE CONEXIÓN**

### **CÓDIGO DE CONEXIÓN ANEXO CC7**

El código de conexión anexo CC7 establece la guía para elaboración y presentación de planos del sitio de conexión:

#### **1. Introducción**

- Toda la documentación relacionada con el proyecto debe utilizar el sistema internacional de unidades, tal como se estipula en la Publicación IEC 164 "Recommendations in the field of quantities and units used in electricity".
- Los planos se deben elaborar siguiendo las pautas estipuladas en la Publicación "ISO Standards Handbook 12" y se deben utilizar formatos de la serie ISO-A.
- La lista de documentos debe incluir, como mínimo, información sobre los planos, manuales y pruebas, con el contenido que se indica a continuación:

#### **2. Planos**

Deberá existir un listado general de planos. Su elaboración se debe realizar de acuerdo con lo estipulado en la última edición de las siguientes normas:

- Publicación IEC 27: "Letter symbols to be used in electrical technology".
- Publicación IEC 113: "Diagrams, charts, tables".
- Publicación IEC 391: "Marking of insulated conductors".
- Publicación IEC 416: "General principles for the creation of graphical symbols for use on equipment".
- Publicación IEC 417: "Graphical symbols for use on equipment. Index, survey and compilation of the single sheets".
- Publicación IEC 617: "Graphical symbols for diagrams".
- Publicación IEC 750: "Item designation in electrotechnology".
- ISO Standards handbook 12.

En la introducción de la documentación se deben incluir la simbología, la nomenclatura, la Información genérica en los planos y las guías para la elaboración e interpretación de diagramas de circuito.

##### **2.1 Planos de equipos de alta tensión**

Los planos o catálogos de cada tipo de equipo deben mostrar al menos la siguiente información:

- Dimensiones y masas.

- Material de los componentes y su ubicación.
- Máximas fuerzas admisibles sobre los bornes.
- Detalles de los bornes de alta tensión y de puesta a tierra.
- Detalle de las cajas terminales.
- Parámetros eléctricos.
- Línea de fuga
- Distancia de arco.
  - Detalle para fijación a la estructura soporte.
  - Volumen de aceite o SF6.
  - Dimensiones máximas y mínimas de la porcelana.
- Centro de gravedad.
  - Centro del área proyectada.
- Área proyectada.
  - Detalles de pernos, tuercas y arandelas para fijación a la estructura soporte.
- Frecuencia natural.
- Amortiguamiento.

## 2.2 Planos de plantas y cortes

Los planos de plantas y cortes deben incluir al menos la siguiente información:

- Forma de la conexión entre equipos y barrajes.
- Verificación de distancias eléctricas.
- Localización de cajas terminales y gabinetes de agrupamiento.
- Ubicación e identificación de equipos de alta tensión, conectores de alta tensión y de puesta a tierra, conductor, cable de guarda y barraje tubular.
- Localización de vías con las distancias de seguridad para circulación.

## 2.3 Planos de obra civil

Los planos de obra civil deben incluir al menos la siguiente información:

- Plano de localización.
  - Plano de urbanización del lote.
- Plano de adecuación.
  - Planos de planta y corte de las edificaciones principales y del patio de conexiones.
- Planos arquitectónicos.
  - Planos de instalación hidráulica, sanitaria, eléctrica, aire acondicionado, etc.

## 2.4 Planos eléctricos.

### **Diagramas de Principio.**

- Diagrama unifilar.
- Diagrama de protección, incluida la lógica de disparo.
- Diagramas esquemáticos de control y protección.
- Diagrama de medición.
- Diagrama de flujo de secuencias de maniobra.
- Diagrama lógico de enclavamientos.
- Diagrama unifilar del sistema de registro de fallas.
- Diagrama unifilar del sistema de comunicaciones.

### **Diagramas de Circuito (Esquemáticos).**

Los diagramas de circuito deben tener todos los diagramas de secuencias y diagramas secuenciales en el tiempo que sean necesarios para clarificar la operación del sistema y deben mostrar todos los terminales de reserva, contactos de relé, etc.

Los diagramas de circuito deben elaborarse con las siguientes características:

- Sistema de referencia de red, usando referencias con números de hoja y designación de fila (Ver cláusula 5.1.1 de la publicación IEC 113-4).
- Representación del circuito desensamblado (Ver cláusula 5.2.3. de la Publicación IEC 113-4).
- Diagramas insertados para las partes referenciadas (Ver cláusula 5.4.1 de la Publicación IEC 113-4).
- Identificación de ítem de acuerdo con el método 1 y usando la designación funcional (Ver cláusulas 5.1 y 5.1.2 de la Publicación IEC 750, respectivamente).

### **Diagramas de Disposición Física de Elementos.**

Los diagramas de localización deben contener información detallada sobre la localización de componentes del equipo, por ejemplo borneras, unidades enchufables, subconjuntos, módulos, etc. y deben mostrar la designación del ítem que se usa en los diagramas y tablas donde son utilizados.

### **Tablas de Cableado.**

Las tablas de cableado deben ser elaboradas de acuerdo con la Publicación IEC 391 y deben incluir lo siguiente:

- Tabla de alambrado interno: Esta tabla debe mostrar todas las conexiones dentro de una unidad de una instalación.
- Tabla de cableado externo: Esta tabla debe representar todas las conexiones entre las diferentes unidades de una instalación.
- Tabla de borneras: Esta tabla debe mostrar todas las borneras y bornes (con su disposición física) y los conductores internos y externos conectados a aquellos.

### **Lista de Cables**

En esta lista se consignará por cada cable, el calibre tipo, sus puntos de conexión, longitud. Las tablas de cableado deben usar marcación dependiente del extremo local (Ver cláusula 5.1.2 Publicación IEC 391).

#### 2.5 Planos de estructuras.

Los planos de estructuras deben incluir al menos la siguiente información:

- Lista de planos.
- Planos de las plantillas para colocación de los pernos de anclaje.
- Planos de planta y corte.
- Árboles de carga.
- Planos de detalle de cada tipo de estructura.
- Peso en kilogramos y relación de la tornillería utilizada.

#### 2.6 Planos de servicios auxiliares y de emergencia.

Los planos de servicios auxiliares y de emergencia deben incluir, al menos, la siguiente información:

- Diagrama unifilar.
- Planos de disposición.
- Planos esquemáticos.
- Planos de cableado.
  - Planos de disposición física de equipos en los tableros.
  - Lista de materiales y equipo con sus características técnicas.

### 3. Manuales

Los manuales se deben elaborar en castellano y deben utilizar el léxico de la Publicación "IEC multilingual dictionary of electricity", y en conformidad con la última edición de las siguientes normas:

- Publicación IEC 278: "Documentation to be supplied with electronic measuring apparatus".
- Publicación IEC 694: "Common clauses for high-voltage switchgear and controlgear standards".
- Publicación IEC 848: "Preparation of function charts for control systems".
- Publicación IEC 1082: "Preparation of documents used in electrotechnology".
- IEC SC 3B (Sec.) 51: "Documentation of power and central systems for plants".
- ANSI/IEEE C37.1: "IEEE Standard definition, specification, and analysis of systems used for supervisory control, data acquisition, and automatic control".

#### 3.1 Manuales de operación y mantenimiento.

Los manuales de operación y mantenimiento deben contener, al menos, la siguiente información:

- Guía de Operación: En esta parte se debe indicar cómo es la operación de la subestación, describiendo sucintamente las pautas de diseño y las acciones remediales cuando se presenten eventos anormales y alarmas.
- Información sobre los sistemas de protección y control: Se debe dar una información sucinta de los sistemas de protección y control, incluyendo al menos la siguiente información:
  - Diagrama unifilar, diagrama de protección, diagrama de medición y diagrama del sistema de registro de fallas.
  - Para los sistemas de control convencional se deben incluir los diagramas de flujo de secuencia de maniobras y diagramas lógicos de enclavamientos.
  - Para los sistemas de control basados en tecnología digital o numérica se deben incluir los diagramas de flujo de secuencia de maniobras y diagramas lógicos de enclavamientos. Adicionalmente, se debe incluir el diagrama funcional preparado de acuerdo con la Publicación IEC 848.
- Información sobre los sistemas de comunicaciones.

- Características técnicas garantizadas.
- Información sobre los equipos de alta tensión:
  - Información general sobre las características y particularidades del equipo.
  - Instrucciones de operación.
  - Instrucciones de mantenimiento y reparación.
  - Planos e información que se estipula en la sección 3.2.
  - Información sobre las medidas de mantenimiento a observar.
  - Resultado de las pruebas en fábrica de los equipos.
- Información sobre los sistemas de protección, control y comunicaciones:
  - Información general sobre las características y particularidades del equipo.
  - Instrucciones de operación.
  - Instrucción de mantenimiento y reparación.
  - Información estipulada en la Publicación IEC-278, incluyendo:
    - Manual de instrucciones, con todos los suplementos especificados en la cláusula 5 literal o.
    - Lista de empaque de los repuestos.
    - Bitácora para mantenimiento.
  - Diagramas de circuitos impresos.
  - Lista de componentes y sus reemplazos.

### 3.2 Manuales de montaje.

Los manuales de montaje deben contener, al menos, la siguiente información:

- Guías generales para el montaje.
- Instrucciones para transporte, almacenamiento y montaje de los equipos de alta tensión, protección, control, y comunicaciones. Dichas instrucciones deben seguir los delineamientos de las cláusulas 10.2 y 10.3 de la Publicación IEC 694.
- Formato para cada equipo en el cual se consignen los resultados de las pruebas en sitio.

### 3.3 Manuales de planos eléctricos.

Los manuales de planos eléctricos deben contener al menos la siguiente información:

- Lista de planos.
- Diagramas de circuito.
- Diagramas de localización.
- Tablas de cableado.

#### 4. Pruebas.

##### 4.1 Pruebas tipo.

Se deben entregar copias de los reportes de pruebas tipo que satisfagan lo estipulado para cada equipo en particular. Para efectos prácticos, las pruebas que de acuerdo con IEC se denominan "Pruebas Tipo" en el IEEE se denominan "Pruebas de Diseño", por lo tanto ambas terminologías son equivalentes.

##### 4.2 Pruebas de rutina y aceptación.

Los equipos se deben ensamblar completamente para someterse a las pruebas de rutina y aceptación, las cuales se deben realizar de acuerdo con las normas que las rigen. Sólo se aceptarán equipos que cumplan satisfactoriamente las pruebas de rutina y aceptación.

##### 4.3 Pruebas de campo y puesta en servicio.

Las pruebas de campo las ejecutará el TRANSPORTADOR en conjunto con el Usuario y el supervisor del fabricante de los equipos. El supervisor debe proponer los formatos para el registro de la prueba de los equipos. El Usuario debe elaborar el protocolo de las pruebas y verificaciones para la puesta en servicio.

##### 4.4 Plan de pruebas.

El plan de pruebas debe incluir al menos, la siguiente información:

- Equipo a probar.
  - Fecha prevista para la ejecución de las pruebas.
- Normas que rigen la prueba.
- Pruebas a realizar.
  - Tipo de prueba: rutina, aceptación o prueba de acuerdo con la práctica del fabricante.
  - Procedimientos, incluyendo formato del fabricante para el registro de la prueba.
  - Equipos e instrumentos de prueba y criterios de calibración.
  - Criterios de aceptación de las pruebas.

## 5. Memorias de cálculo.

- Verificación de las solicitudes sísmicas de los equipos de alta tensión y tableros.
- Cargas ejercidas por los equipos de alta tensión sobre la estructura soporte, debidas a:
  - Cargas de sismo.
  - Cargas de corto circuito calculadas en conformidad con la guía CIGRE WG2/SC23 1987 "The mechanical effects of short-circuit currents in oper air substations".
  - Cargas de viento.
- Ajustes de los relés de protección, registradores de fallas y localizadores de fallas, de acuerdo con los criterios y estudios del sistema que el Transportador suministre. Se debe incluir el cálculo de la carga real en los circuitos secundarios de tensión y de corriente incluyendo el consumo del cable.
- Cálculos del sistema de comunicaciones.
- Cálculo de las tensiones de tendido de las derivaciones y barras, teniendo en cuenta los siguientes parámetros:
  - La tracción permanente (every day stress) objetivo es de 10 N/mm<sup>2</sup>.
  - Las tensiones de tendido deben darse desde +10C a +40C en pasos de +5C.

## **Anexo 11. EXPANSIÓN Y ACTIVOS PARA INCORPORAR O CONECTAR AL SIN**

### **EXPANSIÓN Y ACTIVOS REQUERIDOS PARA LA INCORPORACIÓN O CONEXIÓN AL SIN**

La Resolución CREG 011 de 2009, describe:

**Artículo 5. *Determinación de los activos remunerables.*** La CREG aprobará mediante Resolución la base de activos a remunerar a cada uno de los TN, para lo cual cada empresa deberá reportar a la CREG, dentro de los 30 días calendario siguientes a la entrada en vigencia de esta Resolución, su inventario con los activos que se encuentran en operación, clasificados por Unidad Constructiva, informando si opera el activo en forma parcial o total y el valor o valores pagados por concepto de servidumbre. Con el inventario deberán reportar los activos de enlaces internacionales de Nivel de Tensión 4 que están siendo remunerados mediante cargos por uso.

Con la base de activos definida por la CREG, el Liquidador y Administrador de Cuentas del Sistema de Transmisión Nacional liquidará y facturará los ingresos correspondientes a los TN, con la metodología definida en esta Resolución y aplicando las Compensaciones a que haya lugar conforme a lo establecido en el **Artículo 17 y en el CAPÍTULO 4 del Anexo General de esta Resolución**. La CREG podrá modificar la base de activos de un TN cuando la autoridad competente determine que alguno de sus activos limita la operación adecuada del Sistema.

La Resolución CREG 097 de 2008, describe:

**Artículo 18. *Información sobre expansión de STR y SDL.*** Independientemente de las solicitudes de actualizaciones, a más tardar el 31 de marzo de cada año, el OR deberá reportar a la Comisión los activos que hayan entrado en operación durante el último año calendario, detallando las particularidades de cada proyecto de acuerdo con los formatos que se dispondrán oportunamente.

La información de los activos deberá clasificarse por nivel de tensión y de acuerdo con su finalidad: expansión, expansión para contratos de respaldo, reposición, calidad del servicio o pérdidas de energía. Adicionalmente se deberá informar el período de ejecución de cada proyecto.

La Resolución CREG 093 de 2012, describe:

**Artículo 6. *Activos que entran en operación comercial.*** A partir de la fecha de entrada en operación comercial de activos del STN, y hasta que se inicie su remuneración a través de cargos por uso, el agente que los represente ante el

LAC será responsable por la ocurrencia de Eventos en estos activos que ocasionen ENS.

En consecuencia, a partir de la fecha de entrada en operación comercial de los activos se deberán reportar los Eventos en la forma dispuesta en la presente resolución. Cuando se presente ENS, se estimará su magnitud en la forma descrita en el **numeral 3.4 del anexo general de la presente resolución** y si el porcentaje que representa resulta superior al 2% se enviará el respectivo informe a la SSPD.

Con el valor de ENS determinado por la SSPD se calculará el valor a compensar, utilizando la forma de cálculo de la compensación por ENS del aparte **3 del numeral 4.8.3 del anexo general de la Resolución CREG 011 de 2009**, el cual será descontado de la remuneración que reciba el agente a través de cargos por uso por esos activos, hasta que se haya cubierto el valor total de esta compensación.

El LAC incluirá esta compensación dentro del cálculo de la variable  $CANO_{m,k}$  aplicada para el mes  $m$  siguiente al mes en que quede en firme el acto administrativo de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios de acuerdo con lo previsto en el **numeral 4.8.3 del anexo general de la Resolución CREG 011 de 2009**.

**Parágrafo.** En todo caso, cuando los activos estén incluidos en la remuneración del STN a través de cargos por uso, el agente que los represente ante el LAC será responsable por el cumplimiento de todos los indicadores de calidad establecidos en el **capítulo 4 del anexo general de la Resolución CREG 011 de 2009**. Para el cálculo de las Horas de Indisponibilidad del activo, solo se tendrán en cuenta las reportadas desde el primer mes de remuneración.

La Resolución CREG 094 de 2012, describe:

**Artículo 06. Activos que entran en operación comercial.** A partir de la fecha de entrada en operación comercial de activos del STR y hasta que se inicie su remuneración al respectivo agente a través de cargos por uso, este agente será el responsable por la ocurrencia de Eventos en estos activos que ocasionen Energía No Suministrada (ENS).

En consecuencia, a partir de la fecha de entrada en operación comercial de los activos se deberán reportar los Eventos en la forma dispuesta en la presente resolución. Cuando se presente ENS, se estimará su magnitud en la forma descrita en el **numeral 3.4 del anexo general de la presente resolución** y si el porcentaje que representa, para alguno de los mercados de comercialización afectados, resulta superior al 2% se enviará el respectivo informe a la SSPD.

Con el valor de ENS determinado por la SSPD se calculará el valor a compensar, utilizando la forma de cálculo de la compensación por ENS del **aparte 3 del numeral 11.1.8.2 del anexo general de la Resolución CREG 097 de 2008**, el cual será descontado de la remuneración que reciba el agente a través de cargos por uso de estos activos, hasta que se haya cubierto el valor total de esta compensación.

El LAC incluirá esta compensación dentro del cálculo de la variable  $CANO_{m,u}$  aplicada para el mes  $m$  siguiente al mes en que quede en firme el acto administrativo de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, de acuerdo con lo previsto en el **numeral 11.1.8.2 del anexo general de la Resolución CREG 097 de 2008**.

**Parágrafo:** En todo caso, cuando los activos estén incluidos en la remuneración del STR a través de cargos por uso, el agente que recibe la remuneración será responsable por el cumplimiento de todos los indicadores de calidad establecidos en el **numeral 11.1 del anexo general de la Resolución CREG 097 de 2008**. Para el cálculo de las Horas de Disponibilidad del activo, solo se tendrán en cuenta las reportadas desde el primer mes de remuneración.

## **Anexo 12. CÓDIGO DE CONEXIÓN**

### **CÓDIGO DE CONEXIÓN, ANEXO CC3**

El código de conexión anexo CC3 establece los requisitos técnicos de telecomunicaciones, como se indica a continuación a partir del numeral 2:

#### **2. EQUIPOS DE TELECOMUNICACIÓN REQUERIDOS**

El Usuario debe suministrar e instalar en el punto de control de la conexión –lado Usuario–, equipos que permitan:

- Comunicación de voz operativa.
- Comunicación de emergencia.
- Comunicación de telefax.
- Comunicación Computador - Computador.

Y debe proveer los equipos de transmisión necesarios para soportar estas comunicaciones más la información adicional originada en el equipo de protecciones de registro de fallas y en la unidad terminal remota de supervisión, ubicados en sus instalaciones, hasta el punto de acceso a la red de telecomunicaciones de los Transportadores, CND o CRD.

#### **3. TELEFONÍA OPERATIVA**

El Usuario proveerá e instalará uno o más abonados telefónicos en el punto de control de la conexión –lado Usuario–, los cuales se conectarán a la red telefónica operativa del Transportador, CND o CRD.

El Transportador, CND o CRD, definirán las características técnicas del aparato terminal, de acuerdo con las características de la planta de conmutación a la que estarán abonados, en cada caso. Para conexiones de voz operativa a consolas telefónicas o a plantas de conmutación existentes en el punto de control de la conexión del Usuario se coordinarán los aspectos técnicos (tipo de conexión, criterios de señalización, otros) entre el Transportador, CND o CRD, y el Usuario y se consignarán en el Contrato de Conexión.

#### **4. COMUNICACIÓN DE EMERGENCIA.**

Con el fin de asegurar que no haya pérdida total de las comunicaciones operativas en circunstancias de colapso de la red regular de telecomunicaciones, se acordará entre el Transportador, CND o CRD, y el Usuario, si es necesario instalar un medio alternativo de comunicación que, generalmente, podrá ser una estación base de radio equipada con frecuencia de acceso a la red de radio móviles VHF

del Transportador, CND o CRD, en el punto de control de la conexión –lado Usuario–.

Esta estación deberá alimentarse con sistema cargador / banco de baterías y mantenerse en óptimas condiciones de operabilidad.

El Usuario suministrará e instalará la estación base que cumpla con los requisitos técnicos de frecuencias, potencia, tecnología análoga o digital, programación, grupos, etc. que fije el Transportador, CND o CRD, con el fin de que sea compatible con la red existente.

El Transportador, CND o CRD, incluirá esta estación base en el listado de equipos de su red, para efectos de derechos por uso de frecuencias que se diligencian con el Ministerio de Comunicaciones.

En caso de instalarse un medio alternativo diferente a la estación base de radio, éste se especificará en el Contrato de Conexión.

## **5. MAQUINA TELEFAX**

El Usuario suministrará e instalará una máquina de facsímil en el punto de control de la conexión –lado Usuario–. El Transportador, CND o CRD, y el Usuario acordarán si la máquina se abona a la red privada de facsímil del Transportador, CND o CRD, o a la red pública nacional.

El equipo debe cumplir con las especificaciones técnicas normalizadas por el CCITT para el grupo de facsímil al que pertenezcan las máquinas del Transportador, CND o CRD.

## **6. EQUIPOS DE TRANSMISION (Servicio Portador)**

### **6.1 Canales para teleprotección**

- El Usuario debe suministrar e instalar los equipos de transmisión con la capacidad suficiente para permitir el intercambio de toda la información que se origina en el equipo terminal de telecomunicaciones, en el equipo de registro de fallas y en la unidad terminal remota de supervisión, entre el punto de control de la conexión –lado Usuario– y el punto de acceso a la red de telecomunicaciones del Transportador, CND o CRD.
- El Transportador, CND o CRD, garantizará al Usuario la disponibilidad, calidad y capacidad de tráfico en su propia red de telecomunicaciones, a partir del punto o puntos de acceso que se establezca(n).
- El Transportador, CND o CRD, especificará en cada caso el medio de transmisión (línea de alta tensión, cable, fibra óptica, radio), el tipo de equipo (PLC, terminal remota de línea, terminal de fibra óptica, radio, etc.), las interfaces y el punto o puntos de conexión considerando el volumen del

tráfico, el tipo de información, la localización geográfica del Usuario, la topología, planeación y características técnicas de la red del Transportador, CND o CRD y los factores de tipo económico. Especificará, además, la banda de frecuencias de operación de acuerdo con las normas establecidas por el Ministerio de Comunicaciones.

- Los equipos de transmisión deben cumplir con las normas internacionales establecidas por el CCITT y el CCIR, que le sean aplicables y deben tener diligenciados los correspondientes permisos para el uso de las frecuencias, que otorga el Ministerio de Comunicaciones.
- El Transportador, CND o CRD, establecerá las características técnicas generales de equipos y de los interfaces entre estos y los puntos de acceso a su red de telecomunicaciones.
- Las conexiones entre redes de telecomunicaciones del Usuario y del Transportador, CND o CRD, entre punto(s) diferente(s) a el(los) de acceso especificado(s), o con interfaz (ces) de acceso diferente(s), podrán acordarse, siempre y cuando redunden en una utilización más eficiente de las redes de telecomunicaciones y no desmejoren la confiabilidad de las mismas.

## **7. EQUIPOS DE REGISTRO DE FALLAS**

Las recomendaciones para las especificaciones de redes de registro de fallas se tienen en el Anexo CC.5. El Usuario debe suministrar el modem con interfaz hacia el registrador (lado datos) de acuerdo con las recomendaciones CCITT V24/V28.

La transmisión de datos se hará a una velocidad mínima de 600 Bd.

Para la transmisión de datos (lado tonos) se utilizará normalmente línea conmutada (dos hilos), abonada a la red telefónica operativa del Transportador, CND o CRD. Se podrá acordar el uso de línea dedicada (cuatro hilos), en los casos en que se encuentre más conveniente esta opción desde el punto de vista técnico.

## **8. UNIDAD TERMINAL REMOTA DE SUPERVISIÓN**

Los requisitos técnicos aplicables a la unidad terminal remota se tienen en el Anexo CC.6. El Usuario debe suministrar e instalar los equipos de telecomunicaciones, incluyendo módems, necesarios para transmitir la información proveniente de la unidad terminal remota hasta el punto de acceso a la red de telecomunicaciones del Transportador, CND o CRD. El Transportador, CND o CRD, definirá el tipo de interfaz entre la terminal remota y el modem (lado datos) y

el punto de acceso a su red de telecomunicaciones (tonos o datos). La velocidad de transmisión de datos mínima será de 200 Bd.

## **9. ACUERDOS**

Todas las definiciones y acuerdos sobre los equipos y servicios de telecomunicaciones mencionados en el presente Anexo, se consignarán en el Contrato de Conexión.

## **10. REQUISITOS DE MANTENIMIENTO**

El propietario de los equipos es responsable por su mantenimiento. Sin embargo, el mantenimiento de los equipos de telecomunicaciones suministrados e instalados por el Usuario con el fin de cumplir los requisitos de conexión al STN puede ser realizado por el Transportador en algunos equipos o en la totalidad de ellos, según se convenga entre el Usuario y el Transportador y se consigne en el Contrato de Conexión.

Las condiciones para la ejecución de mantenimiento en cada caso serán:

Si el Transportador se encarga total o parcialmente del mantenimiento de los equipos, en la elaboración del Contrato de Conexión se deben incluir los siguientes puntos:

- El Transportador factura al usuario que se integre el valor de la ejecución (mano de obra, uso de instrumentos de prueba, transporte y administración) y el suministro de los materiales y repuestos utilizados, si son adquiridos por el Transportador.
- Si hay oportunidad, el personal técnico del Transportador participará en la ejecución, supervisión o interventoría del montaje y puesta en servicio de los equipos que quedarán bajo su responsabilidad.

De todas maneras, el Usuario que se integra debe entregar al Transportador Protocolos de prueba en fábrica (FAT), protocolos de prueba en campo, informe de prueba de disponibilidad (si la hay) y acta de entrega del sistema en la que se especifiquen los eventos, los pendientes y/o faltantes.

- Se debe hacer entrega al Transportador de los equipos que queden a su cargo a través de un acta en la cual se incluya un inventario completo del sistema, comprendiendo: infraestructura, equipos y módulos, repuestos y materiales.
- Se debe entregar al Transportador la documentación completa: Esquemas a nivel del sistema, planos de instalación y cableado, manuales técnicos de los equipos, listados de materiales, procedimientos de mantenimiento y otros.

- Si el equipo que queda a cargo del Transportador requiere de instrumentos de prueba o herramientas especiales para su mantenimiento éstos deben ser entregados al Transportador.
- El convenio o contrato debe tener una vigencia mínima de dos años, renovable automáticamente por acuerdo entre las partes, con un mecanismo de actualización de tarifa de mantenimiento anual.
- Si el Usuario que se integra mantiene los equipos, en la elaboración del Contrato de Conexión se deben considerar los siguientes puntos:
  - Durante la fase final de pruebas y puesta en servicio de los equipos se incluirá la actividad de conexión y pruebas de los servicios de telecomunicaciones del Transportador, la cual se adelantará con participación del personal técnico del Transportador.
  - El Transportador debe impartir su visto bueno al acta de recibo en operación del sistema y a un inventario de recursos logísticos de que disponga el Usuario que se integra para el mantenimiento del sistema.
- El Usuario que se integra al STN fijará un mecanismo ágil y asignará específicamente el personal para:
  - Trámite de consignación de equipos ante el CND y CRD para mantenimiento preventivo, correctivo o trabajos especiales.
  - Reportes de falla en equipos o servicios por parte del Transportador.
  - Solicitudes de modificaciones, traslados, pruebas especiales, etc. de servicios por parte del Transportador.
- El Transportador deberá estar informado acerca del programa de mantenimiento preventivo anual que se adopte para los equipos.
- Se debe fijar un tiempo mínimo de atención para las fallas.
- En casos especiales en que los servicios de telecomunicaciones sean de gran importancia para la operación del STN o para la operación del sistema se podrán establecer penalizaciones cuando se presenten problemas operativos por causa de fallas en los servicios de telecomunicaciones que estén a cargo del Usuario que se integra a la Red de Transmisión del Transportador.

## **Anexo 13. ACUERDO DEL CON 646**

### **ACUERDO DEL CNO 646 – ANEXO 2**

**El acuerdo del CNO 646 en su anexo 2, tiene la información requerida para la elaboración del estudio de protecciones**

Para la elaboración del estudio de protecciones se debe considerar lo siguiente:

#### **Descripción del proyecto**

Esta sección debe incluir una descripción del proyecto en estudio y debe contener la siguiente información:

- Etapas del proyecto.
- Ubicación geográfica.
- Diagrama unifilar del área de Influencia del proyecto bajo estudio.
- Configuración de la(s) subestación(es) asociada al proyecto.
- Características de los relés a intervenir (referencia, fabricante)
- Características de los Transformadores de Corriente y Tensión.
- Unifilar de funciones de protección del proyecto bajo estudio.
- Lista de los parámetros eléctricos de equipos existentes, líneas, transformadores y generadores utilizados para el estudio, los cuales deben estar de acuerdo con lo reportado en el sistema Parámetros Técnicos del SIN (PARATEC).

#### **Elementos a proteger y área de impacto del estudio**

Como punto de partida para la elaboración de los estudios de ajuste y coordinación de protecciones, es preciso tener definido el conjunto de elementos del sistema de potencia a proteger, y a partir de ello identificar la zona o área de impacto del sistema bajo estudio.

Los parámetros eléctricos de los equipos existentes en el área de influencia del estudio deben ser consistentes con los reportados al CND y almacenados en el PARATEC. En caso de que existan inconsistencias entre la información utilizada en el estudio y la información reportada al CND, el agente deberá enviar, a este último, la correspondiente justificación y actualización de parámetros. Con lo anterior se logra mantener la misma información como dato de entrada en los

diferentes estudios, tanto eléctricos como de protecciones, realizados por el operador del SIN y otros agentes.

En los proyectos de expansión del SIN, se requiere tener definido y acordado con el operador del sistema, la(s) topología(s) bajo la(s) cual(es) será analizado el sistema eléctrico y el área y/o los equipos eléctricos a considerar para el estudio de ajuste y coordinación de protecciones.

Una vez establecidos los elementos del sistema de potencia a proteger, se requiere definir el área de influencia o impacto del proyecto, la cual busca establecer hasta dónde la red eléctrica bajo análisis debe ser modelada o considerada, con el fin de obtener un grado de precisión adecuado frente a los fenómenos que puedan presentarse en el sistema y que deben ser considerados dentro de los estudios.

Para la definición del área de impacto, se recomienda tener en cuenta los siguientes elementos:

- Generadores ubicados en las cercanías del proyecto. Las redes a nivel de transmisión y subtransmisión que interconecten a este nivel de tensión, las barras del STN.
- Elementos de compensación fijos y variables, incluyendo aquellos instalados en los terciarios de los transformadores de potencia y que son necesarios para el control de tensiones del área.

Además de las recomendaciones anteriores, se debe establecer un consenso técnico entre el (los) agente(s) involucrados en el proyecto y el operador del SIN, que permita establecer los límites del sistema eléctrico a analizar, para esto, previo al proyecto, se elaborará una reunión de la cual quede el acta respectiva que respalde el desarrollo de las actividades futuras.

Una vez se defina el área de influencia entre los agentes involucrados en el estudio y el operador del sistema (CND), se deben establecer lineamientos básicos para la coordinación de funciones de respaldo principalmente la definición de las trayectorias para la verificación de la coordinación de protecciones y la secuencia de salida de los elementos del área de influencia del proyecto.

### **Estudios de flujo de carga y cortocircuito**

Definidos los elementos a proteger, el área de influencia a analizar y teniendo en cuenta la información técnica descrita en el numeral 4.1 del documento “Lineamientos para la elaboración de estudios de ajuste y coordinación de protecciones del SIN” se requiere que por medio de los resultados de los flujos de carga y cortocircuito, sean determinados los escenarios bajo los cuales se

desarrollará el estudio de protecciones, así como los niveles mínimos y máximos de cortocircuito trifásico, monofásico y bifásico en los casos donde se requiera ajustar ciertas funciones de protección.

Los análisis de flujos de carga y cortocircuito buscan identificar los escenarios bajo los cuales se debe evaluar el desempeño de las protecciones del sistema eléctrico considerado. Para ello se debe contar con un modelamiento de la red eléctrica, el cual deberá estar acorde con los valores reales de flujos de potencia y corrientes de cortocircuito del SIN.

El CND cuenta con la red eléctrica modelada en una base de datos (DB por sus siglas en inglés) la cual está sintonizada con los valores reales de operación del SIN, a partir de 57.5 kV o superior, para niveles inferiores se debe coordinar con el OR. Esta DB puede ser obtenida en el sitio web de XM (<http://www.xm.com.co/Pages/EstudiosTrimestrales.aspx>) y es de libre acceso para todos los agentes del sistema.

Se recomienda que los análisis de flujos de carga y cortocircuito sean realizados mediante un modelo de simulación que permita obtener resultados en los niveles de cortocircuito similares a los valores obtenidos con los modelos del CND. Se debe establecer un consenso técnico entre el (los) agente(s) involucrados en el proyecto y el operador del SIN, que permita establecer la respectiva sintonización de los modelos. Los valores de cortocircuito de referencia para esta sintonización, pueden ser solicitados a XM o consultados en los informes de la UPME.

Los escenarios de análisis para los estudios de flujo de carga y cortocircuito que se deben considerar en los estudios de ajuste y coordinación de protecciones, normalmente son: mínima demanda y máxima demanda. Bajo estos dos escenarios de demanda, se deben evaluar las diferentes condiciones de la red y la generación del área. A continuación se describe la metodología recomendada para obtener los escenarios de análisis de protecciones.

- ✓ Determinación de los escenarios de demanda:
  - Demanda mínima: se analiza para el año en curso o de entrada del proyecto y corresponde al día y hora de este periodo de tiempo, en el cual se presentan los escenarios probables de menor demanda.
  - Demanda máxima: se analiza para el año en curso o de la entrada del proyecto y corresponde al día y hora de este periodo de tiempo, en el cual se presentan los escenarios probables de mayor demanda.

- ✓ Asignación de la generación en el sistema: se despachan las unidades de generación de tal forma que se cumpla con los criterios de operación establecidos en la resolución CREG 025 de 1995, verificando que ante contingencias N-1 no se presenten sobrecargas por encima de los máximos valores declarados en el PARATEC para los equipos y que las tensiones en cada una de las barras estén dentro del rango de operación del sistema, que se encuentra entre 0.9 y 1.1 p.u para los niveles de tensión hasta nivel 4 y entre 0.9 y 1.05 p.u. para 500 kV en estado estacionario. Es de anotar que la mayoría de los programas modernos permiten hacer estos análisis con facilidad, ya que brindan la posibilidad de hacer contingencias múltiples (N-k) en el sistema y verificar los rangos y parámetros mencionados.
- ✓ Se ubica el nodo Slack por fuera eléctricamente del área de análisis.
- ✓ Determinación de los escenarios de cortocircuito:
  - En el escenario de mínima demanda, se busca disminuir los flujos por los circuitos a los mínimos probables y se calculan los valores de los cortocircuito en las barras.
  - En el escenario de máxima demanda, se busca incrementar los flujos por los circuitos a los máximos probables y se calculan los valores de los cortocircuitos en las barras.
  - En ambos escenarios, se analiza cómo la generación cercana al área en estudio modifica el comportamiento de los flujos y por ende de los cortocircuitos, de tal manera que puedan afectar el desempeño de las protecciones. También, se analiza el comportamiento de los flujos cuando se presenta una condición de N-1 en las subestaciones y cómo puede impactar esta condición, el desempeño de las protecciones bajo análisis.

El CND entregará comentarios al agente dentro de los veinte (20) días calendario siguientes a la recepción del estudio preliminar de coordinación de protecciones.

## **Anexo 14. CÓDIGO DE CONEXIÓN**

### **CÓDIGO DE CONEXIÓN - ANEXO CC4**

En el ANEXO CC.4 de la resolución 025 de 1995 se establece los requisitos técnicos de protecciones.

#### **1. INTRODUCCIÓN**

El objetivo de este anexo es presentar los requisitos técnicos de los equipos y esquemas de protección que se deben suministrar en el sitio de conexión, lado Transportador y lado Usuario.

#### **2. CONSIDERACIONES GENERALES**

Los sistemas de protección deben cumplir los siguientes requerimientos generales:

- Detectar y reducir la influencia de una falla en el sistema eléctrico de potencia evitando daños sobre los equipos e instalaciones, manteniendo la estabilidad del sistema de potencia, y evitando poner en peligro la vida de personas y animales.
- Alta Confiabilidad: Probabilidad de no omitir disparos.
- Alta Seguridad: Probabilidad de no tener disparos indeseados.
- Selectividad: Desconectar sólo lo fallado, evitando trasladar los efectos de las fallas a otros lugares del STN.
- Rapidez: El tiempo de operación debe ser lo suficientemente corto de modo que garantice mantener la estabilidad del sistema.

Las protecciones deben ser preferiblemente de estado sólido de tecnología digital o numérica y deben cumplir la norma IEC 255. Si se seleccionan protecciones basadas en microprocesadores con varias funciones de protección simultánea, éstas deben ser duplicadas para proveer la confiabilidad requerida. En caso de que las funciones de protección posean su propio microprocesador y fuente DC, se definirá si es necesario esta redundancia.

Los *relés* de disparo deben tener reposición eléctrica local y remota.

Todos los *relés* deben disponer de contactos suficientes para supervisión local (anunciador), supervisión remota y registro de fallas.

El interesado debe presentar al Transportador, propietario del Punto de Conexión, para aprobación los esquemas a utilizar incluyendo las protecciones propias de sus equipos y debe coordinar con el Transportador los ajustes correspondientes.

### **3. ESQUEMAS DE PROTECCIÓN DE LÍNEAS Y SUBESTACIONES DEL STN.**

#### **3.1. PROTECCIÓN LÍNEAS**

El esquema recomendado para cada circuito de línea de transmisión preferiblemente debe constar de dos protecciones principales con distinto principio de operación y debe ser tal que permita el mantenimiento de uno de los sistemas de protección sin sacar la línea de servicio, conservándose un nivel de protección adecuado. El esquema es el siguiente:

- Protección Principal 1: Relé de distancia no conmutado ("full scheme") con unidades independientes fase - fase y fase - tierra, de 3 zonas hacia adelante y 1 zona hacia atrás. Característica de inhibición y disparo para oscilación de potencia ("Power Swing"). Hábil para trabajar con esquemas de teleprotección que utilizan señales permisivas o de bloqueo.
- Debe permitir recierres monopolares y tripolares, por lo tanto su lógica de control debe estar habilitada, para disparos monopolares y tripolares. Todas y cada una de las salidas deben tener contactos duplicados para permitir la supervisión remota por el SOE directamente del relé.
- Protección Principal 2: Sistema de comparación direccional utilizando un relé direccional instantáneo de falla a tierra, trabajando en esquema de disparo permisivo a través de canal de teleprotección con el extremo remoto, con selección de fase mediante relés de impedancia para permitir disparos y recierres monopolares y tripolares con tiempos de protección primaria. Adicionalmente debe tener una unidad direccional de tierra de tiempo definido o inverso, como respaldo, en caso de problemas en el canal de comunicación. La protección deberá poseer contactos adicionales para supervisión remota con el SOE directamente del relé.
- En caso de una línea de doble circuito la protección principal 2, en cada uno de ellos, deberá poseer la lógica inversión de flujo.
- Alternativamente la protección principal 2 podrá tener otro principio de operación diferente al de sobrecorriente direccional (ejemplo: superposición, onda viajera, diferencial, hilo piloto, etc.) siempre que las dos protecciones principales incluyan adicionalmente un módulo de sobrecorriente direccional de tierra 67N.
- Además tendrá unidades direccionales de sobrecorriente de fases, con características de tiempo definido o inverso, como respaldo para fallas entre fases no detectadas por el relé de distancia.
- En los esquemas de protección de líneas existentes equipadas con dos protecciones principales de igual principio de funcionamiento, como distancia - distancia, éstas se complementarán con relés direccionales de falla a tierra, 67N.

- Relés de sobretensión: Para proteger los equipos de patio contra sobretensiones sostenidas o temporales de gran magnitud. Deberá tener unidad instantánea y temporizada de tiempo definido.
- El esquema se debe complementar con:
  - Localizador de fallas de lectura directa, el cual puede ser independiente o hacer parte de una de las protecciones principales. La indicación debe ser dada en unidades métricas (Km).
  - En caso de líneas cortas el esquema de protección puede constar de esquema de comparación direccional y esquemas diferenciales de hilo piloto.

### **3.2. PROTECCIÓN SUBESTACIONES (PUNTO DE CONEXIÓN).**

El esquema de protección de línea anteriormente descrito debe ser complementado en cada subestación con:

- Relés de falla interruptor: Para actuar como respaldo local en caso de falla del interruptor (o interruptores) de línea.
  - Relé de Recierre: Debe permitir y controlar los recierres monopolares y tripolares automáticos. En caso de utilizarse en configuración anillo o interruptor y medio se debe disponer de la lógica programable maestro - seguidor.
  - Relé de disparo maestro: Para disparos definitivos (bloquea el recierre en caso de fallas aclaradas por las protecciones de respaldo).
  - Relés de supervisión circuito de disparo: Para garantizar alarmas en caso de no disponibilidad del circuito o de las bobinas de disparo del interruptor.
  - Relé de chequeo de sincronismo: Para supervisar los recierres automáticos y los cierres manuales.
  - Equipo de teleprotección para 3 señales como mínimo (dos asociadas a las protecciones 1 y 2 y una para disparos transferidos directos (por sobretensión, falla interruptor, diferencial de barras, etc.).
  - Protección de Barras: Serán del tipo de impedancia moderada o porcentual. Deben preverse en este sistema las ampliaciones futuras. El sistema debe dar señalización por fase. Los relés deberán permitir la conexión de CT's de diferente relación de transformación.
  - Relés de frecuencia: Son necesarios en puntos estratégicos de la red donde sea necesario implementar deslastres de carga para preservar la estabilidad del sistema. Bajo solicitud del CND, el Transportador dará las instrucciones particulares en los casos donde se requieran.
- El tiempo mínimo de supervisión deberá garantizar que la protección opere en forma segura. Si la frecuencia se recupera al menos durante un ciclo antes de

terminarse la temporización, el relé debe reponerse automáticamente e iniciar un nuevo ciclo de supervisión.

Adicionalmente debe contar con sistema de medición de rata de cambio de frecuencia cuyo ajuste puede ser independiente o en combinación con los umbrales de frecuencia.

Los rangos de frecuencia están definidos en el Código de Operación.

- Registrador de fallas: Las especificaciones técnicas están consignadas en el Anexo CC.5 "Requisitos Técnicos del Sistema de Registro de Fallas".
- Los relés de recepción / transmisión de disparo transferidos deben ser relés maestros (de bloqueo), con reposición eléctrica.
- Si la subestación tiene una configuración de conexión de interruptores (interruptor y medio, anillo), el Usuario deberá adicionar a las anteriores protecciones, las correspondientes a tramo muerto y zona muerta.

## Anexo 15. SEÑALES DISPONIBLES EN SOE

El acuerdo CNO 646 en su Anexo 3 describe:

### Anexo 3. Listado de señales de SOE

El listado que se presenta a continuación son los requerimientos mínimos y dependen de las características técnicas del proyecto.

#### Campo generador

Se debe diligenciar el campo subestación con el NOMBRE de la misma y el grupo funcional, en el formato indicado.

ÍTEM	SUBESTACIÓN	GRUPO FUNCIONAL	TIPO	DESCRIPCIÓN	NIVEL 3		NOMBRE DE LA SEÑAL
					SOE	TIPO IEC	
1		GENX	Alarma	ANSI 87G Disparo protección diferencial Generador	X	SP	
2		GENX	Alarma	ANSI 21G Disparo protección distancia del Generador	X	SP	
3		GENX	Alarma	ANSI 78G Disparo protección pérdida de sincronismo del Generador	X	SP	
4		GENX	Alarma	ANSI 40G Disparo protección pérdida del campo	X	SP	
5		GENX	Alarma	ANSI 46G Disparo protección secuencia negativa	X	SP	
6		GENX	Alarma	ANSI 32G Disparo protección Potencia inversa o motorización	X	SP	
7		GENX	Alarma	ANSI 24 Disparo protección sobreexcitación o	X	SP	

				sobreflujo			
8		GENX	Alar ma	ANSI 81 O Disparo protección sobre frecuencia	X	SP	
9		GENX	Alar ma	ANSI 81 U Disparo protección baja frecuencia	X	SP	
10		GENX	Alar ma	ANSI 59 Disparo protección Sobre voltaje	X	SP	

### Diámetro niveles de 115 kV, 230 kV y 500 kV

Se debe diligenciar el campo subestación con el NOMBRE de la misma e indicar en la descripción el código del interruptor donde aplique.

ÍTEM	SUBESTAC IÓN	TIPO	DESCRIPCIÓN	NIVEL 3		NOMB RE DE LA SEÑAL
				SOE	TIPO IEC	
1		Señalizaci ón	Interruptor L1X0 Abierto polo A	x	SP	
2		Señalizaci ón	Interruptor L1X0 Abierto polo B	X	SP	
3		Señalizaci ón	Interruptor L1X0 Abierto polo C	X	SP	
4		Alarma	Interruptor L1X0 Disparo baja presión SF6 E2	X	SP	
5		Alarma	Interruptor L1X0 Bloqueo baja presión SF6 E2	X	SP	
6		Alarma	Interruptor L1X0 Disparo discrepancia de polos	X	SP	
7		Alarma	Protección falla interruptor,	X	SP	

ÍTEM	SUBESTACIÓN	TIPO	DESCRIPCIÓN	NIVEL 3		NOMBRE DE LA SEÑAL
				SOE	TIPO IEC	
			Disparo Etapa 0			
8		Alarma	Protección falla interruptor, Disparo Etapa 1	X	SP	
9		Alarma	Protección falla interruptor, Disparo Etapa 2	X	SP	
10		Alarma	Protección falla interruptor, Indisponible	X	SP	
11		Alarma	Falla circuito 1 disparo	X	SP	
12		Alarma	Falla circuito 2 disparo	X	SP	

### Protección diferencial

Se debe diligenciar el campo subestación con el NOMBRE de la misma.

ÍTEM	SUBESTACIÓN	TIPO	DESCRIPCIÓN	NIVEL 3		NOMBRE DE LA SEÑAL
				SOE	TIPO IEC	
1		Alarma	Relé de disparo maestro operado	X	SP	
2		Alarma	Disparo sobrecorriente acople fase A	X	SP	
3		Alarma	Disparo sobrecorriente acople fase B	X	SP	

4		Alarma	Disparo sobrecorriente acople fase C	X	SP	
5		Alarma	Disparo protección diferencial barra 1	X	SP	

### Protección líneas

Se debe diligenciar el campo subestación con el NOMBRE de la misma y el grupo funcional en el formato indicado.

ÍTEM	SUBESTACIÓN	GRUPO FUNCIONAL	TIPO	DESCRIPCIÓN	NIVEL 3		NOMBRE DE LA SEÑAL
					SOE	TIPO IEC	
1		LXX CAMPO	Alarma	Relé de disparo maestro operado	X	SP	
2		LXX CAMPO	Alarma	Disparo general	X	SP	
3		LXX CAMPO	Alarma	Disparo fase A	X	SP	
4		LXX CAMPO	Alarma	Disparo fase B	X	SP	
5		LXX CAMPO	Alarma	Disparo fase C	X	SP	
6		LXX CAMPO	Alarma	Disparo zona 1	X	SP	
7		LXX CAMPO	Alarma	Disparo zona 2	X	SP	
8		LXX CAMPO	Alarma	Disparo zona 3 (Adelante)	X	SP	
9		LXX CAMPO	Alarma	Disparo zona reversa	X	SP	

ÍTE M	SUBESTA CIÓN	GRUPO FUNCIO NAL	TIPO	DESCRIPCIÓN	NIVEL 3		NOMB RE DE LA SEÑA L
					SOE	TIPO IEC	
10		LXX CAMPO	Alarma	Disparo sobrecorriente residual direccional a tierra	X	SP	
11		LXX CAMPO	Alarma	Envío teleprotección señal permisiva	X	SP	
12		LXX CAMPO	Alarma	Recibo teleprotección señal permisiva	X	SP	
13		LXX CAMPO	Alarma	Envío teleprotección comparación direccional sobrecorriente a tierra	X	SP	
14		LXX CAMPO	Alarma	Recibo teleprotección comparación direccional sobrecorriente a tierra	X	SP	
15		LXX CAMPO	Alarma	Disparo Oscilación de potencia	X	SP	
16		LXX CAMPO	Alarma	Disparo sobre tensión	X	SP	
17		LXX CAMPO	Alarma	Orden de recierre	X	SP	
18		LXX CAMPO	Alarma	Pérdida de potencial (Función supervisión fusibles)	X	SP	
19		LXX CAMPO	Alarma	Sobrepotencia de envío	X	SP	
20		LXX CAMPO	Alarma	Sobrepotencia de recibo	X	SP	
21		LXX CAMPO	Alarma	Disparo sobre tensión etapa 1	X	SP	

ÍTEM	SUBESTACIÓN	GRUPO FUNCIONAL	TIPO	DESCRIPCIÓN	NIVEL 3		NOMBRE DE LA SEÑAL
					SOE	TIPO IEC	
22		LXX CAMPO	Alarma	Disparo sobre tensión etapa 2	X	SP	
23		LXX CAMPO	Alarma	Cierre en falla	X	SP	
24		LXX CAMPO	Alarma	Envío disparo directo	X	SP	
25		LXX CAMPO	Alarma	Recibo disparo directo	X	SP	
26		LXX CAMPO	Alarma	Falla canal teleprotección	X	SP	
27		LXX CAMPO	Alarma	Recierre fuera de servicio	X	SP	
28		LXX CAMPO	Alarma	Disparo Sobrecorriente de fases	X	SP	

### Protección transformadores monofásicos

Se debe diligenciar el campo subestación con el NOMBRE de la misma, el grupo funcional en el formato indicado y en la descripción el código del transformador.

ÍTEM	SUBESTACIÓN	GRUPO FUNCIONAL	TIPO	DESCRIPCIÓN	NIVEL 3		NOMBRE DE LA SEÑAL
					SOE	TIP O IEC	
1		AXX ATRX	Alarma	Disparo fase A protección diferencial ATRX	X	SP	
2		AXX ATRX	Alarma	Disparo fase B protección diferencial ATRX	X	SP	

ÍTEM	SUBESTACIÓN	GRUPO FUNCIONAL	TIPO	DESCRIPCIÓN	NIVEL 3		NOMBRE DE LA SEÑAL
					SOE	TIPO IEC	
3		AXX ATRX	Alarma	Disparo fase C protección diferencial ATRX	X	SP	
4		AXX ATRX	Alarma	Disparo fase A protección sobrecorriente lado alta ATRX	X	SP	
5		AXX ATRX	Alarma	Disparo fase B protección sobrecorriente lado alta ATRX	X	SP	
6		AXX ATRX	Alarma	Disparo fase C protección sobrecorriente lado alta ATRX	X	SP	
7		AXX ATRX	Alarma	Disparo fase A protección sobrecorriente lado baja ATRX	X	SP	
8		AXX ATRX	Alarma	Disparo fase B protección sobrecorriente lado baja ATRX	X	SP	
9		AXX ATRX	Alarma	Disparo fase C protección sobrecorriente lado baja ATRX	X	SP	
10		AXX ATRX	Alarma	Disparo protección sobrecorriente terciario fase A ATRX	X	SP	
11		AXX ATRX	Alarma	Disparo protección sobrecorriente terciario fase B ATRX	X	SP	

ÍTEM	SUBESTACIÓN	GRUPO FUNCIONAL	TIPO	DESCRIPCIÓN	NIVEL 3		NOMBRE DE LA SEÑAL
					SOE	TIPO IEC	
12		AXX ATRX	Alarma	Disparo protección sobrecorriente terciario fase C ATRX	X	SP	
13		AXX ATRX	Alarma	Disparo Buchholz fase A ATRX	X	SP	
14		AXX ATRX	Alarma	Disparo Buchholz fase B ATRX	X	SP	
15		AXX ATRX	Alarma	Disparo Buchholz fase C ATRX	X	SP	
16		AXX ATRX	Alarma	Disparo presión súbita fase A ATRX	X	SP	
17		AXX ATRX	Alarma	Disparo presión súbita fase B ATRX	X	SP	
18		AXX ATRX	Alarma	Disparo presión súbita fase C ATRX	X	SP	
19		AXX ATRX	Alarma	Disparo alivio presión fase A ATRX	X	SP	
20		AXX ATRX	Alarma	Disparo alivio presión fase B ATRX	X	SP	
21		AXX ATRX	Alarma	Disparo alivio presión fase C ATRX	X	SP	
22		AXX ATRX	Alarma	Disparo alivio presión OLTC fase A	X	SP	
23		AXX ATRX	Alarma	Disparo alivio presión OLTC fase B	X	SP	
24		AXX ATRX	Alarma	Disparo alivio presión OLTC fase C	X	SP	
25		AXX ATRX	Alarma	Disparo relé de flujo OLTC fase A	X	SP	
26		AXX	Alarma	Disparo relé de flujo	X	SP	

ÍTEM	SUBESTACIÓN	GRUPO FUNCIONAL	TIPO	DESCRIPCIÓN	NIVEL 3		NOMBRE DE LA SEÑAL
					SOE	TIPO IEC	
		ATRX		OLTC fase B			
27		AXX ATRX	Alarma	Disparo relé de flujo OLTC fase C	X	SP	
28		AXX ATRX	Alarma	Falla relé mando sincronizado	X	SP	

**Notas:**

1. Opcionalmente se puede llevar una sola señal que incluya todas las protecciones mecánicas del transformador.
2. Para el OLTC se puede armar una sola señal.

**Protección transformadores trifásicos**

Se debe diligenciar el campo subestación con el NOMBRE de la misma, el grupo funcional en el formato indicado y en la descripción el código del transformador.

ÍTEM	SUBESTACIÓN	GRUPO FUNCIONAL	TIPO	DESCRIPCIÓN	NIVEL 3		NOMBRE DE LA SEÑAL
					SOE	TIPO IEC	
1		AXX ATRX	Alarma	Disparo protección diferencial ATRX	X	SP	
2		AXX ATRX	Alarma	Disparo protección sobrecorriente lado alta ATRX	X	SP	
3		AXX ATRX	Alarma	Disparo protección sobrecorriente lado baja ATRX	X	SP	
4		AXX ATRX	Alarma	Disparo protección sobrecorriente terciario ATRX	X	SP	

5		AXX ATRX	Alarma	Disparo por sobre temperatura devanado serie ATRX	X	SP	
6		AXX ATRX	Alarma	Disparo por sobretemperatura devanado común ATRX	X	SP	
7		AXX ATRX	Alarma	Disparo por sobretemperatura devanado terciario ATRX	X	SP	
8		AXX ATRX	Alarma	Disparo temperatura alta aceite ATRX	X	SP	
9		AXX ATRX	Alarma	Disparo Buchholz ATRX	X	SP	
10		AXX ATRX	Alarma	Disparo presión súbita ATRX	X	SP	
11		AXX ATRX	Alarma	Disparo alivio presión ATRX	X	SP	
12		AXX ATRX	Alarma	Disparo alivio presión OLTC	X	SP	
13		AXX ATRX	Alarma	Disparo relé de flujo OLTC	X	SP	

**Notas:**

1. Opcionalmente se puede llevar una sola señal que incluya todas las protecciones mecánicas del transformador.
2. Para el OLTC se puede armar una sola señal.

**Protección condensadores**

Se debe diligenciar el campo subestación con el NOMBRE de la misma y el grupo funcional en el formato indicado.

ÍTEM	SUBESTACIÓN	GRUPO FUNCION	TIPO	DESCRIPCIÓN	NIVEL 3		NOMBRE DE LA
					SOE	TIPO	

		AL				IEC	SEÑAL
1		CXX CPX	Alarma	Disparo protección desbalance capacitor	X	SP	
2		CXX CPX	Alarma	Disparo protección sobre corriente Capacitor	X	SP	
3		CXX CPX	Alarma	Falla relé mando sincronizado	X	SP	
10		CXX CPX	Alarma	Relé de disparo maestro operado	X	SP	

Nota: El CND enviará los comentarios a las señales de SOE del proyectos 15 días calendario después de recibida la información.

### **CREG 025 de 1995, Anexo CC6**

La Resolución CREG 025 de 1995, Anexo CC6, describe los requisitos técnicos del sistema de supervisión y control como se indica a continuación:

#### **1. INTRODUCCIÓN**

En este anexo se describen los principios generales y las características técnicas de los equipos de supervisión y control que se conectan al Centro Nacional de Despacho (CND) o a los Centros Regionales de Despacho (CRD) y los mecanismos para el intercambio de información de supervisión y control entre el CND y los CRDs y demás agentes.

#### **2. GENERALIDADES**

De acuerdo con los artículos 34 y 38 de la Ley No. 143 del 11 de julio de 1994, la información requerida para el planeamiento y la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) debe ser suministrada o recibida, en forma oportuna y confiable, por las empresas generadoras de electricidad, las distribuidoras y las encargadas de la operación de las redes de interconexión y transmisión. Así mismo, esta información será canalizada a través del Centro

Nacional de Despacho y de los Centros Regionales de Despacho, según corresponda.

Los CRDs requieren la información para la supervisión y control de la operación de las redes, subestaciones y centrales de generación localizadas en uno o más Sistemas de Transmisión Regional (STR) o Sistemas de Distribución Local (SDL). También requieren la información de la porción del STN necesaria para la operación segura y confiable de la red bajo su supervisión.

El CND requiere la información para ejercer la coordinación, supervisión, control y análisis de la operación de las redes, subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional (STN) y de las unidades generadoras despachadas centralmente.

Asimismo, el CND está encargado de la planeación y coordinación de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN), para lo cual requiere el intercambio de información oportuna y confiable con los CRDs.

### **3. INTEGRACION DE CENTRALES DE GENERACION Y SUBESTACIONES**

#### **3.1. COBERTURA DEL CND Y DE LOS CRD**

Los requisitos mencionados en el numeral anterior definen la cobertura necesaria para los sistemas SCADA del CND y de los CRDs mediante supervisión directa a través de Unidades Terminales Remotas (RTUs) instaladas en las centrales y subestaciones del SIN, y mediante el intercambio de datos usando los enlaces entre centros de despacho.

Los CRDs directamente reciben información de las RTUs instaladas en las centrales de generación y subestaciones pertenecientes a los Sistemas de Transmisión Regional o a los Sistemas de Distribución Local de los cuales coordina la operación. También, en forma indirecta, reciben del CND la información del STR que le permite operar en forma segura y confiable la red bajo su supervisión. Así mismo, en coordinación con el CND, envían comandos que permiten realizar maniobras sobre los equipos del Operador de la Red de Transmisión Regional, cuando con éste se haya convenido dicho servicio.

Los CND reciben directamente información de las RTUs instaladas en las centrales de generación y subestaciones pertenecientes a los Sistemas de Transmisión Nacional que no forman parte de la supervisión directa de otro CRD. Así mismo, envían comandos que permiten realizar maniobras sobre los equipos de la red de transmisión de ISA.

Para nuevas subestaciones del STN y centrales del SIN el CND supervisará en forma directa cuando no se tenga supervisión de un CRD o cuando el propietario del equipo lo solicite.

La supervisión directa de los sistemas SCADA tanto del CND como de los CRDs se podrá realizar por medio de Unidades Terminales Remotas (RTUs) o por Sistemas de Control Digital que permitan el control distribuido de subestaciones y centrales.

Los generadores despachados centralmente que participan en el Control Automático de Generación (AGC) reciben periódicamente los comandos de regulación de frecuencia enviados desde el CRD o desde el CND, a través de la respectiva RTU, a donde se encuentren conectados.

El CND recibe, por el enlace de intercambio de datos entre centros de despacho, la información de las subestaciones del STN y de las centrales de generación que son supervisadas directamente por los CRDs y que son necesarias para coordinación de la operación del SIN.

De igual manera, los CRDs reciben del CND, por el enlace de intercambio de datos entre centros de despacho, la información de las subestaciones del STN que le permitan mejorar la operación de las partes de la red que está bajo su coordinación y la información necesaria para participar en la regulación de frecuencia.

La información intercambiada por el enlace debe cumplir con los requisitos técnicos del CND o CRD, en cuanto a velocidad de refresco y precisión de los datos.

El intercambio de información entre el CND y los Crudas se hace a través de enlaces entre centros de despacho. Estos enlaces deben utilizar el protocolo de comunicaciones acordado entre el CND y los CRDs. Actualmente se utiliza el protocolo de intercambio de información "Intercentre Data Exchange Protocol NCC-MCC" de Asea Brown Boveri (ABB) basado en X.25.

Si el enlace entre el CND y el CRD no funciona de acuerdo con los siguientes parámetros:

- Calidad del canal  $1 \times 10^{-6}$  bits en error.
- Disponibilidad promedio semanal mayor del 97 %.
- Tiempo máximo de desconexión de dos semanas

El CND podrá instalar en el sitio una RTU de su propiedad que le permita la supervisión directa de esa parte de la red.

El protocolo de comunicación usado para el intercambio de información entre el CND y los CRDs puede ser modificado en el futuro, previo acuerdo entre el CND y los CRDs, por otro protocolo que cumpla con estándares internacionales utilizados en la conexión entre centros de despacho.

### **3.2. PROPIEDAD, OPERACION Y MANTENIMIENTO DE LAS RTU**

En principio, la propiedad de las RTUs deberá ser del propietario del equipo supervisado.

El propietario de equipos que utilice para su supervisión equipos previamente instalados por el CND, acordará con éste las condiciones técnicas y comerciales para su utilización.

El mantenimiento de las RTUs es responsabilidad del propietario, quien podrá contratarlo con un tercero, previa inclusión de este contrato en el acuerdo de conexión.

Cuando por decisión del CND o del CRD se modifique el protocolo de comunicación especificado para las RTUs, el CND o CRD que efectuó la modificación debe informar al propietario del equipo esta modificación. El CND o CRD deben garantizar el soporte del protocolo anterior. En caso de no soportarlo, quien efectuó la modificación debe reemplazar a su costo las RTUs de los afectados por este cambio.

El propietario de RTUs pagará los gastos a que haya lugar cuando efectúe cambios en las mismas debidos a causas no imputables al CND o CRD.

### **3.3. INFORMACION DE CENTRALES DE GENERACION Y SUBESTACIONES**

En los numerales siguientes se describe la información que se requiere para la coordinación de subestaciones y centrales. El resumen de los requisitos que deben cumplir los equipos de supervisión para el CND y para los CRD está contenido en el documento Requisitos de los Equipos para Supervisión y Control.

#### **3.3.1. Medidas**

Las medidas que se supervisan, tanto en el CND como en los CRDs son: potencia activa y reactiva de líneas, transformadores y unidades generadoras; potencia reactiva de reactores, potencia reactiva de condensadores y tensión de barras.

En los casos en que sea necesario, estas señales pasan por transductores y se llevan a módulos de entradas analógicas en las RTUs.

### **3.3.2. Entradas Digitales**

Las entradas digitales comprenden las indicaciones utilizadas para señalar la posición de interruptores y seccionadores, las alarmas, los estados Local-Remoto para control automático de generadores, estado de conexión a control conjunto de generadores y la indicación de posición de derivaciones de transformadores con movimiento bajo carga con su indicación de operación remota.

### **3.3.3. Interfaz Control Automático de Generación (AGC)**

Aquellas centrales generadoras que participan del sistema AGC reciben periódicamente los comandos de regulación enviados desde el CND o desde el CRD al cual estén conectadas a través de su respectiva RTU.

En caso de que en la central exista un sistema de control conjunto de potencia, la RTU debe entregar una señal de referencia ("set-point") o pulsos de subir/bajar al controlador conjunto, el cual distribuye la potencia requerida entre los diversos generadores conectados en ese instante a dicho esquema de control.

En conexiones internacionales el CND realizará el control por desviación de intercambios y frecuencia.

### **3.3.4. Telecomandos (Opcional)**

Previo acuerdo escrito entre el propietario del equipo y el CND o CRD respectivo, se podrán enviar señales de telecomando a interruptores o cambiadores de toma de transformadores.

### **3.3.5. Registro Cronológico De Eventos (SOE)**

De acuerdo con las características del SCADA del CND o de los sistemas utilizados por los CRDs, se debe registrar la información recibida por la RTU sobre la secuencia de eventos, es decir, todo cambio en el estado de interruptores, seccionadores y alarmas relacionadas con estos cambios (actuación de protecciones, etc.).

La información del registro de los eventos se envía desde los CRDs al CND para facilitar el análisis de fallas que debe realizarse después de cualquier operación anormal. Por cada evento que se registre se debe enviar la fecha y hora con resolución de 1 ms, la identificación de la subestación, la identificación del elemento que cambió de estado y el estado final del dispositivo.

## **3.4. CARACTERISTICAS DE LAS UNIDADES TERMINALES REMOTAS**

Las RTUs que se conecten directamente al CND o a los CRDs deben tener las características descritas en las tablas C1 a C5 del documento “Requisitos de los Equipos para Supervisión y Control”.

### 3.4.1. Capacidad y Ampliaciones

Además de las características descritas en el numeral anterior, la RTU deberá tener capacidad de expansión para las señales que surjan con el crecimiento o ampliación de la subestación o central.

### 3.4.2. Disponibilidad

La RTU debe tener una disponibilidad mayor del 98% anual y una calidad del canal de  $1 \cdot 10^{-5}$  bits en error. En caso de no cumplir con esta disponibilidad, el CND podrá instalar en el sitio una RTU de su propiedad que le permita la supervisión directa con este grado de disponibilidad.

## 4. CARACTERISTICAS DE LA INTERFAZ RTU - SISTEMA DE POTENCIA

Las RTUs que se conecten directamente al CND o a los CRDs deben hacer la interfaz con el sistema de potencia en la forma descrita en las tablas E1 a E5 del documento Requisitos de los Equipos para Supervisión y Control.

**El acuerdo CNO 491, Anexo 1, describe:**

### ANEXO 1 - CLASIFICACIÓN DE EVENTOS

Eventos del SIN		
Nombre	Descripción clase evento	Requiere Análisis
STN INT	Conexiones Internacionales	
	Eventos con apertura de la interconexión (Separación de los sistemas sincronizados)	SI
	Eventos de contingencia sencilla de la interconexión	NO
	Recierres exitosos	NO
	Eventos bajo consignación sin separación de sistemas	NO

	Eventos de Oscilaciones de potencia	SI
STN > N-1	Eventos de red excepto líneas en estructura doble circuito	SI
STN N-1	Eventos de red contingencia sencilla	
	Sin demanda no atendida	NO
	Con demanda no atendida excepto elementos y cargas radiales	SI
STN RE	Recierres Exitosos	NO
STN CNG	Eventos bajo consignación	
	Sin demanda no atendida	NO
	Con demanda no atendida no prevista	SI
FREC	Eventos que causen variación de frecuencia fuera del rango 59.80 – 60.20 Hz	SI

## Anexo 16. ACUERDO CON 646

### ACUERDO CNO 646 – ANEXO 4

El Anexo 4 del acuerdo CNO 646, describe:

#### Anexo 4. Listado de señales de SCADA para integración a través del protocolo ICCP entre centros de control y XM

El listado que se presenta a continuación son los requerimientos mínimos de señales de SCADA y dependen de las características técnicas del proyecto. Se deben diligenciar los distintos campos.

#### TELEMEDIDAS O SEÑALES ANALÓGICAS

##### Bahías de línea y transformadores

ÍTEM	VARIABLE	SUBESTACIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	CAMPO O BAHÍA	DIRECCIÓN CUR (Diligencia XM)
1	Potencia activa (MW)				
2	Potencia reactiva (Mvar)				
3	Tensión línea AB o BC (kV)				
4	Corriente fase B (A)				

##### Bahías de generación

ÍTEM	VARIABLE	SUBESTACIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	CAMPO O BAHÍA	DIRECCIÓN CUR (Diligencia XM)
1	Potencia activa (MW)				
2	Potencia reactiva (Mvar)				
3	Tensión línea AB o BC (kV)				

4	Corriente fase B (A)				
4	Frecuencia				

#### Bahías de compensación

ÍTEM	VARIABLE	SUBESTACIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	CAMPO O BAHÍA	DIRECCIÓN CUR (Diligencia XM)
1	Potencia reactiva(Mvar)				
2	Tensión línea AB o BC (kV)				

#### Bahías de acople, transferencia, seccionamiento de barra

ÍTEM	VARIABLE	SUBESTACIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	CAMPO O BAHÍA	DIRECCIÓN CUR (Diligencia XM)
1	Corriente fase B (A)				

#### Barra o segmento de barra

ÍTEM	VARIABLE	SUBESTACIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	CAMPO O BAHÍA	DIRECCIÓN CUR (Diligencia XM)
1	Frecuencia (Hz)				
2	Tensión línea AB o BC (kV)				

#### Transformador

ÍTEM	VARIABLE	SUBESTACIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	CAMPO O BAHÍA	DIRECCIÓN CUR (Diligencia XM)
------	----------	-------------	------------------	---------------	-------------------------------

1	Potencia activa (MW)				
2	Potencia reactiva (Mvar)				
3	Tensión línea AB o BC (kV)				
4	Posición de tap				

### Cargas conectadas directamente al STN

ÍTEM	VARIABLE	SUBESTACIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	CAMPO O BAHÍA	DIRECCIÓN CUR (Diligencia XM)
1	Potencia activa (MW)				
2	Potencia reactiva (Mvar)				
3	Tensión línea AB o BC (kV)				

### ESTADOS DOBLES / SEÑALES DIGITALES / EQUIPOS DE CONMUTACIÓN

Para todas las configuraciones de subestaciones y bahías de uso del STN y STR y conexión al STN se requiere la posición equivalente de todos los interruptores y seccionadores (incluyendo los seccionadores de puesta a tierra).

ÍTEM	EQUIPO	SUBESTACIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	CÓDIGO EQUIPO	CAMPO O BAHÍA	DIRECCIÓN CUR (Diligencia XM)
1	Seccionador transformador					
2	Seccionador línea					
3	Seccionador tierra					
4	Seccionador barra					

5	Interruptor					
6	Seccionador adyacente a un interruptor					

Esta información se debe diligenciar para cada una de las bahías y sus correspondientes equipos.

Nota: El CND enviará el listado de las señales disponibles de SCADA con las direcciones CUR 15 días calendario después de recibida la información. Una vez recibida las direcciones CUR se deberán coordinar con el CND las pruebas de supervisión hasta la recepción a satisfacción (Ver Res. 025 de 1995 Código de Conexión Anexo CC5-CC6, o aquellas que la complementen, modifiquen o sustituyan).

El Anexo CC5 de la Resolución CREG 025 de 1995, describe los requisitos técnicos del sistema de registro de fallas, como se describe a continuación:

## 1. INTRODUCCIÓN

Este anexo presenta las recomendaciones básicas para la elaboración de las especificaciones técnicas de redes de registro y análisis de fallas.

Los Registradores de Fallas son equipos destinados a monitorear el comportamiento dinámico de la STN durante perturbaciones o maniobras. Dada su importancia en la detección de problemas operativos, de protecciones, de fallas de equipos, se presenta una descripción de las características de dicho sistema de registro.

## 2. REGISTRADORES DE FALLAS

Los registradores de fallas deben ser equipos digitales, completamente programables, con capacidad mínima para manejar ocho (8) entradas análogas y dieciséis (16) entradas digitales.

### 2.1. ACTIVACIÓN

El registrador debe ser activado por una o varias de las siguientes alternativas: por un comando externo, por un cambio de estado en una señal digital o una combinación de estas, o por cambios en los valores de las señales análogas (tensiones, corrientes).

El registrador deberá indicar cuál señal inició cada evento y cuáles señales cambiaron de estado, con el tiempo de ocurrencia de cada cambio.

## **2.2. NORMAS APLICABLES**

El registrador de fallas deberá cumplir con las secciones aplicables de la recomendación IEC 255 "Electrical Relays".

## **2.3. SEÑALES DE ENTRADA**

### **2.3.1. CARACTERÍSTICAS GENERALES**

La conversión análoga/digital para todas las entradas análogas será mínimo de 12 bits.

Los canales deben tener una exactitud mínima del 0,5% a plena escala.

Las señales análogas se cablean desde los secundarios de transformadores de medida o desde salidas de transductores apropiados y las señales digitales desde contactos repetidores de relés de protección e interruptores.

### **2.3.2. TENSIÓN**

Por cada circuito de línea, transformación o generación se registrarán cuatro señales de tensión: en las fases y en el neutro. Las señales se toman de los secundarios de los transformadores de tensión (generalmente 115/3V) y auxiliares respectivos.

### **2.3.3. CORRIENTE**

Por cada circuito de línea, transformación o generación se registrarán cuatro señales de corriente: en las fases y en el neutro. Las señales se toman de los secundarios de los transformadores de corriente (generalmente 1 o 5 A eficaces). En la selección de los "shunt" de corriente, del registrador de fallas se debe garantizar la adecuada resolución de las ondas de corriente en condiciones de carga.

### **2.3.4. SEÑALES DIGITALES**

Por cada circuito se registrarán señales digitales de arranque y disparo de los relés de protección y del estado de los interruptores del circuito. Estas señales provendrán de contactos libres de potencial directamente de los equipos, es decir, sin la intervención de los relés de interposición.

## **2.4. TIEMPO DE REGISTRO**

Los tiempos de registro de pre-falla y post-falla deben ser programables, típicamente así:

- Pre-falla: Ajustable desde 0 hasta 600 ms en pasos mínimos de 50 ms.
- Post-falla: Ajustable desde 800 ms hasta 3 s.

## **2.5. ALMACENAMIENTO DE DATOS**

El registrador tendrá una memoria RAM de capacidad suficiente para almacenar por lo menos toda la información relacionada con veinte (20) eventos registrados con una velocidad de muestreo de 4.000 muestras/s y una duración de 1,5 segundos cada uno.

En caso de que los parámetros sean almacenados en memoria RAM, esta memoria deberá ser protegida contra fallas en la alimentación.

## **2.6. SINCRONIZACIÓN**

El reloj interno del registrador deberá sincronizarse periódicamente por medio de una señal externa proveniente de un receptor de señal satélite, el cual si no existe en la subestación, debe incluirse en el suministro de los registradores de fallas.

Para este fin se utiliza por lo general la señal emitida por los satélites GOES (Geostationary Operational Environmental Satellite).

## **2.7. PROGRAMACIÓN, CALIBRACIÓN Y PRUEBA**

El registrador debe tener capacidades de autodiagnóstico y auto-calibración. Cualquier condición de mal funcionamiento deberá señalizarse localmente en el mismo registrador y remotamente en la unidad maestra.

El registrador de fallas deberá poder ser activado y programado remotamente desde la unidad maestra de análisis.

El registrador deberá poseer medios para evitar accesos no autorizados para su control y programación.

## **3. TRANSMISIÓN DE DATOS**

La información del registrador debe transmitirse a una unidad maestra de análisis localizada en el centro de análisis de fallas, la cual interroga a varios registradores o a otras unidades maestras.

- Si durante una transmisión de datos entre un registrador y la unidad maestra ocurre una falla en las líneas supervisadas, la falla deberá ser registrada normalmente sin pérdida o error en los datos que están siendo transmitidos o registrados.
- Debe asegurarse la integridad de los datos a pesar de que sucedan fallas o haya ruido en el canal de comunicación.
- La transmisión de datos se hará a una velocidad mínima de 600 Bd, programable en la subestación y desde la maestra. Deberán tenerse en cuenta las limitaciones de los canales disponibles, en particular los canales de voz por PLC, cuyo ancho de banda usualmente va desde 0,3 a 2,4 kHz.
- Los interfaces entre los módems y los registradores deberán cumplir con las recomendaciones CCITT V.24/V.28.

#### **4. DESARROLLO DE APLICACIONES**

Se deben incluir facilidades para que el usuario pueda configurar los programas de despliegue para adecuarlos a sus propias necesidades y a desarrollos propios. Los programas deben poder producir archivos de datos compatibles con hojas de cálculo, bases de datos comerciales y deben cumplir con el formato COMTRADE para transporte de archivos a los distintos paquetes de análisis de fallas que informe el TRANSPORTADOR.

Los requisitos o características del Anexo CC6 de la Resolución CREG 025 de 1995, ya está definida en el numeral 4.4.7.1 de este documento.

## **Anexo 17. REGISTRO DE PROMOTOR**

### **REGISTRO DE PROMOTOR – RESOLUCIÓN CREG 024 DE 1995**

Según la Resolución CREG 024 de 1995, por la cual se reglamenta los aspectos del MM en SIN, que hace parte del Reglamento de Operación, describe:

#### **ARTICULO 11. REGISTRO DE LOS AGENTES DEL MERCADO MAYORISTA.**

Para el registro de un agente en el mercado mayorista se requiere por parte del agente:

- a. Llenar el formulario de registro.
- b. Informar por escrito al Administrador del SIC que conoce y acepta los términos de la presente resolución.
- c. Presentar el certificado de existencia y representación legal expedido por la Cámara de Comercio, o el documento que prevean sus estatutos en las empresas oficiales.
- d. Firmar el contrato de mandato con el Administrador del SIC para efectuar las transacciones comerciales que se efectúan en la Bolsa de Energía y para los servicios complementarios de energía.
- e. Entregar las garantías financieras requeridas en esta resolución para respaldar las transacciones en la Bolsa de Energía, antes de iniciar su participación en las transacciones del mercado mayorista.
- f. Informar la ubicación de sus fronteras comerciales y las características técnicas de sus equipos de medición y comunicaciones. Durante el período de transición definido para tener los equipos de telemedición, debe suministrar la periodicidad de toma de medidas en cada frontera y la periodicidad de envío de la información.
- g. Presentar los certificados de calibración de los equipos de medición comercial, expedidos por una entidad autorizada, de acuerdo con lo definido en el Código de Redes.
- h. Cumplir con las condiciones establecidas por la CREG para realizar las actividades de comercialización o generación, según sea el caso.

**PARAGRAFO 1.** Para efectos del cumplimiento de la resolución CREG-016 de 1995, los participantes iniciales del mercado mayorista deberán entregar las garantías requeridas en esta resolución para respaldar las transacciones en la Bolsa de Energía, a más tardar el 31 de agosto de 1995.

**PARAGRAFO 2.** Todos los agentes deben actualizar su registro cada vez que tengan modificaciones a la información reportada en el registro.

Nota: Una vez el promotor del proyecto defina el agente generador que lo representará ante el ASIC, será este último quien deberá enviar la información al CND.

## Anexo 18. CALENDARIO DE PRUEBAS

### CREG 121 DE 1998 – CALENDARIO DE PRUEBAS PARA ENTRADA COMERCIAL EN OPERACIÓN

Según la Resolución CREG 121 de 1998, por la cual se reglamenta la generación de plantas o unidades en pruebas, describe:

**Artículo 1. Aspectos operativos de la generación de plantas en etapa de pruebas.** Para las plantas o unidades de generación que se encuentren en etapa de pruebas, se tendrán en cuenta los siguientes criterios:

- a. Las plantas o unidades nuevas, o las que pretendan reincorporarse al mercado mayorista, deberán informar al Centro Nacional de Despacho y al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, como mínimo con siete (7) días de anticipación, la fecha prevista para la iniciación de pruebas.
- b. Las plantas o unidades nuevas, o las que pretendan reincorporarse al mercado mayorista, o las que estén en mantenimiento por un período mayor a treinta (30) días, enviarán al Centro Nacional de Despacho, con tres (3) días de anticipación a la ejecución, el cronograma y la descripción de las pruebas a realizar.
- c. Las plantas o unidades nuevas y las que pretendan reincorporarse al mercado mayorista, solo podrán declarar la entrada en operación comercial junto con las ofertas para el despacho.
- d. Los agentes deberán reportar, de la misma forma y dentro de los mismos plazos establecidos para las ofertas, la declaratoria de disponibilidad y la oferta horaria por la generación que esperan tener durante las pruebas para cada una de las horas del día siguiente; las unidades que no estén en operación comercial no ofertarán precio. Estas ofertas de precio se tendrán en cuenta cuando, por razones de seguridad, el Centro Nacional de Despacho determine que una planta o unidad termine anticipadamente una prueba o cuando se trate de una prueba no autorizada para desviarse.
- e. Si el Centro Nacional de Despacho determina que, por las condiciones eléctricas y/o energéticas del sistema, no es posible llevar a cabo el programa de pruebas reportado por los agentes, éstos deberán reprogramar sus pruebas y/o tomar las medidas que defina el Centro Nacional de Despacho.
- f. Las plantas o unidades nuevas, o las que se reincorporen al mercado, estarán autorizadas para desviarse de su programa estimado de generación durante las pruebas. No obstante, el Centro Nacional de Despacho no autorizará la desviación cuando el agente no haya informado previamente sobre la ejecución de las mismas. Para las unidades en operación comercial, el Consejo Nacional de Operación definirá una lista de pruebas que, por la

naturaleza de las mismas, ameritan autorización para desviarse; mientras tanto, el Centro Nacional de Despacho será el que determine cuáles pruebas están autorizadas para desviarse.

- g. Para el proceso de despacho y re-despacho, deberá programarse la disponibilidad declarada para la prueba, sin tener en cuenta el precio ofertado y, por lo tanto, éste último no podrá definir el Costo Marginal del Sistema.
- h. La generación de unidades en pruebas que están autorizadas para desviarse no será considerada para cubrir generaciones de seguridad o AGC, excepto que la prueba sea de AGC. La generación de unidades en pruebas que cubra total o parcialmente generación de seguridad, será tratada comercialmente como generación en pruebas. Cuando se efectúen pruebas para AGC, sólo se considerará en pruebas la disponibilidad comprometida de la planta o unidad en la prueba de AGC.
- i. Las pruebas de plantas o unidades de generación solo podrán realizarse durante el período informado por el agente, según el procedimiento establecido en la presente resolución.
- j. El Centro Nacional de Despacho someterá a aprobación del Consejo Nacional de Operación los formatos para el reporte de información para pruebas de generación.

**Artículo 2. Aspectos comerciales de la generación de plantas en etapa de pruebas.** Las plantas o unidades de generación que se encuentren en pruebas se someterán a los siguientes criterios comerciales:

- a. Las plantas o unidades nuevas, y las que pretendan reincorporarse al mercado deberán, con siete (7) días de anticipación a la fecha prevista para iniciar las pruebas, anexar la certificación del transportador del área aprobando la conexión y la capacidad en MW asignada en el contrato de conexión. Copia de esta comunicación deberá enviarse tanto al Centro Nacional de Despacho como al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales.
- b. La generación de plantas o unidades en prueba no será objeto de penalizaciones por desviaciones al programa de despacho, siempre y cuando se cumpla el procedimiento establecido en la presente resolución para la realización de tales pruebas.
- c. En el despacho ideal, la generación de plantas en pruebas y la disponibilidad comercial, se considerarán iguales a la generación real de tales plantas, siempre y cuando se cumpla el procedimiento establecido en la presente resolución para la realización de tales pruebas.
- d. Los generadores nuevos o quienes se reincorporen al mercado, no serán remunerados por Cargo por Capacidad durante el período de pruebas de

- puesta en servicio, de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG-116 de 1996, o las disposiciones que la modifiquen o sustituyan.
- e. Si una planta o unidad en operación comercial efectúa pruebas sin haberlo informado al Centro Nacional de Despacho, dicha planta o unidad no será autorizada y las desviaciones y reconciliaciones se calcularán con el precio que haya ofertado. Si una planta o unidad nueva o que se reincorpore al mercado efectúa pruebas sin informar previamente al Centro Nacional de Despacho, la planta o unidad no será autorizada y las desviaciones y reconciliaciones serán liquidadas asumiendo un precio de oferta igual al Costo Equivalente en Energía del Cargo por Capacidad (CEE).
  - f. Las plantas o unidades nuevas, o las que se reincorporen al Sistema Interconectado Nacional, deberán pagar cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional y, en general, todos los cargos asignables a los generadores dentro del Mercado Mayorista, a partir de la fecha más temprana entre la definida en el contrato de conexión y el momento en que por primera vez se sincronicen a la red. La capacidad a considerar para liquidar estos cargos será aquella establecida en el contrato de conexión, y la liquidación y facturación de los cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional se hará de conformidad con lo establecido en la Resolución CREG-058 de 1996.
  - g. En el caso de plantas que entren en operación comercial sus unidades en forma escalonada, las unidades que entren en operación comercial serán tratadas en forma independiente de las unidades que se encuentren en pruebas, siempre y cuando se puedan tratar en forma independiente, tanto desde el punto de vista operativo como comercial.

**Artículo 3. *Reglamentación de pruebas para plantas en operación comercial***

El Consejo Nacional de Operación, dentro de los noventa (90) días siguientes a la vigencia de la presente resolución, definirá, para las plantas o unidades en operación comercial, las pruebas que por su naturaleza ameritan que el Centro Nacional de Despacho las autorice para desviarse. Igualmente, definirá cuáles pruebas se deben considerar de carácter especial o excepcional y el procedimiento a seguir en estos casos.

## Anexo 19. ACUERDO CNO 531 – ANEXOS 4 Y 5

### ACUERDO CNO 531 – ANEXOS 4 Y 5. FORMATOS DE INFORMACIÓN A DECLARAR PARA LAS PLANTAS DE GENERACIÓN TÉRMICAS ACUERDO CNO 531 – ANEXO 4

PLANTA:		COMBUSTIBLE:		
FECHA DE APLICACIÓN:				
FORMATO PARA DECLARACION DE PARÁMETROS DE PLANTAS TÉRMICAS				
No	VARIABLE	Unidad	DEFINICIÓN	Valor
1	Capacidad nominal	MW	Potencia de diseño o de placa de una unidad o planta de generación.	
2	Capacidad Bruta	MW	Máxima cantidad de potencia que puede suministrar una unidad de generación o planta, en condiciones normales de operación, a las condiciones del sitio de la planta y medida en terminales o bornes del generador.	
3	Mínimo técnico	MW	Potencia mínima a la que puede operar la unidad o planta, en condiciones normales de operación para cada configuración de la planta.	
4	Tipo de unidad		Turbina de gas tipo Frame (TG), Turbina de gas aeroderivada (TGA) Turbina de vapor (TV), otras.	
5	Tipo de ciclo		Ciclo Simple o Brayton, Ciclo Combinado, Ciclo STIG, Ciclo Rankine o vapor y otros.	
6	Tipo de configuración de la planta		Indica las configuraciones factibles de la planta, según el tipo de ciclo y combustible empleados, especificando el número y tipo de turbinas, calderas u otros componentes que utiliza, según se declare en el Anexo 2. Ejemplo: 4TG + 2calderas + 2TV.	
7	Carga Sincronizante	MW	Potencia que entrega cada unidad en el instante en que se sincroniza con la red.	
8	Tipo de combustible		Indica si el combustible empleado es principal o alterno	
9	Capacidad Efectiva Neta	MW	Máxima cantidad de potencia expresada en valores enteros, que puede suministrar una unidad de generación o planta, en condiciones normales de operación <b>dependiendo del combustible</b> , al SIN en el punto de conexión o frontera Comercial	
10	Consumo térmico específico neto o Heat Rate. Para Potencia máxima y para mínimo técnico	(MBTU/MWh)	Es la relación, entre la energía térmica neta suministrada por el combustible y la cantidad de energía eléctrica neta generada en la frontera comercial por una unidad o planta. El Heat Rate se obtiene con base en el poder calorífico inferior (LHV) del combustible.	
11	Tiempo para transferir a otro combustible.	Horas	Tiempo requerido, en número entero de horas, para transferir y estabilizar la unidad o planta del combustible actual a otro combustible o combinación de éstos. (si no se declara nada o se declara 0 horas, se entiende que no hay restricción de tiempo para transferir combustible)	
12	Rata de toma de carga o velocidad de toma de carga	MW/min	Máxima velocidad de toma de carga de la unidad o planta, con la cual puede incrementar su generación por unidad de tiempo, para cada tipo de ciclo y configuración de la planta y considerando los estados para arranques en frío, tibio o caliente. La rata de toma de carga puede estar definida para diferentes intervalos de potencia de la unidad o planta. Esta información será utilizada por los agentes para determinar los valores numéricos de los parámetros establecidos en el Anexo 2. Este parámetro no será utilizado para el despacho y/o re despacho programado que realiza el CND.	
13	Rata de descarga o velocidad de descarga	MW/min	Máxima velocidad de descarga de la unidad o planta, con la cual puede disminuir su generación por unidad de tiempo, para cada tipo de ciclo y configuración de la planta. La rata de descarga puede estar definida para diferentes intervalos de potencia de la unidad o planta. Esta información será utilizada por los agentes para determinar los valores numéricos de los parámetros establecidos en el Anexo 2. Este parámetro no será utilizado para el despacho y/o redespacho programado que realiza el CND.	
14	Tipos de arranques		Estados para el arranque de la unidad o planta, considerando el número de horas que lleva la unidad o planta fuera de línea. Se define considerando el tipo de ciclo y configuración de planta y considerando los estados para el arranque de frío, tibio y caliente. Este parámetro se declara según lo establecido en el Anexo 2. Para las plantas de ciclo combinado si el operador declara indisponibilidad total o parcial (cambio de configuración) de su planta, podrá informar al CND, junto con dicha declaración de indisponibilidad, y solamente en este momento, si para el próximo arranque programado se le deben contabilizar las horas fuera de línea a partir del período en que se efectuó la parada anterior al último arranque programado.	

15	<b>Tiempo de aviso(TA)</b>	Horas	Mínimo tiempo con el cual el CND le debe avisar al operador de la unidad o planta, que esta será programada en el despacho y/o redespacho, el cual se contabilizará hasta el inicio del primer período despachado. El tiempo de aviso incluye el tiempo de calentamiento y debe definirse para cada tipo de ciclo y configuración de planta y los estados de arranque frío, tibio o caliente. El tiempo de aviso para el arranque de una unidad como producto del Despacho Programado, será medido a partir de la hora establecida por la CREG como hora límite que tiene el CND para poner a disposición el despacho con los recursos de generación, o a la hora en que éste sea publicado si el horario de publicación es posterior a dicha hora. En el caso de programación de arranque en el proceso del Redespacho, el tiempo de aviso será medido a partir del momento en que el CND le notifique al operador de la unidad o planta sobre dicho arranque. El tiempo de aviso puede incluir períodos con disponibilidad cero del generador.
16	<b>Tiempo de aviso por renominación de gas (TAR)</b>	Horas	Tiempo de aviso por renominación de gas (TAR): Tiempo que se toman el productor y el transportador de gas para entregar el combustible a las plantas térmicas ante una renominación como consecuencia de un requerimiento de arranque de la unidad o planta por parte del Redespacho o de la Operación. Este valor podrá ser, como máximo, el establecido en el Reglamento Único de Transporte de Gas (RUT) más el tiempo de calentamiento según el estado de arranque de la planta frío, tibio o caliente. Este tiempo deberá definirse para las configuraciones que usen como combustible gas natural o una mezcla de este. El tiempo de aviso por renominación de gas para el arranque de una unidad o planta como producto del Redespacho será medido a partir del momento en que el CND le notifique al operador de la unidad o planta sobre dicho arranque. El TAR puede incluir períodos con disponibilidad cero del generador.
17	<b>Tiempo de calentamiento: (TC)</b>	Horas	<p>Tiempo que tarda la unidad o planta medido desde el instante en el cual el operador inicia las maniobras de arranque de la unidad o planta, hasta el inicio del primer período con carga o primer período despachado o redespachado. Debe definirse para cada tipo de ciclo y configuración de planta y considerar los estados para arranques en frío, tibio y caliente. Está incluido dentro del tiempo de aviso. El tiempo de calentamiento empezará a contar una vez las unidades o plantas sean declaradas disponibles. Si durante el arranque se presenta una falla que retrase la entrada de la unidad o planta, y el operador ha declarado indisponible su unidad o planta, el operador informará al CND el nuevo tiempo de calentamiento a tener en cuenta para su arranque, contado a partir del periodo en que el operador declaró nuevamente disponible la unidad o planta. El valor de este nuevo tiempo de calentamiento informado por el operador al CND, sumado al tiempo acumulado transcurrido entre el inicio del arranque hasta la falla, no debe ser menor al tiempo de calentamiento declarado.</p> <p>El valor de este nuevo tiempo de calentamiento informado por el operador al CND no debe superar el valor del Tiempo de Calentamiento original para el arranque en frío, tibio o caliente según el estado inicial de la unidad o planta y será tenido en cuenta únicamente para el arranque en cuestión. Adicionalmente, en caso de reportar durante el tiempo de calentamiento, dos o más indisponibilidades se efectuará la sumatoria de los períodos disponibles para efectos de verificar si el tiempo es menor al requerido en un calentamiento normal.</p>
18	<b>Tiempo mínimo de generación (TMG).</b>	Horas	Tiempo mínimo que requiere la unidad o planta permanecer en línea, sin incluir los períodos correspondientes a los bloques o segmentos de entrada y salida.
19	<b>Arranques programados por día</b>	No.	Máximo número de arranques que la unidad o planta puede hacer por día, dependiendo del tipo de ciclo y configuración. Se entenderá que se trata de los arranques, que deben hacerse para atender el despacho o redespacho programado. No se contarán como arranques programados aquellos asociados a salidas forzadas por eventos internos o externos de una unidad o planta.
20	<b>Mínimo Tiempo de Carga Estable (MTCE)</b>	Horas	Mínimo tiempo que la unidad o planta debe permanecer en una carga fija, cuando la variación entre dos períodos consecutivos de despacho y/o redespacho programado es mayor a la variación de carga para MTCE, (VMTCE). No aplica para bloques de entrada o salida. Para efectos de despacho y/o redespacho este tiempo se contará a partir del inicio del período siguiente a la VMTCE.
21	<b>Variación de carga para MTCE (VMTCE)</b>	MW/h	Variación de carga que se toma como referencia para la aplicación del parámetro MTCE.
22	<b>Tiempo mínimo fuera de línea (TMFL) por parada programada.</b>	Horas	Mínimo tiempo que se considera en el Despacho Programado y/o redespacho, y que define la permanencia fuera de operación de la unidad o planta una vez salga de servicio por parada programada

<b>23</b>	<b>Tiempo mínimo fuera de línea (TMFL) por parada no programada</b>	Horas	Mínimo tiempo que se considera en el Despacho Programado y/o redespacho, que define la permanencia fuera de operación de la unidad o planta, por parada no programada y contado a partir del primer período de redespacho en cero.
<b>24</b>	<b>Zonas Prohibidas de Generación</b>	MW	Bandas o valores de potencia activa en los cuales no es factible la operación de la unidad o planta.

Nota: Para aquellas plantas en que todos o alguno de los parámetros no apliquen, se llenaran las casillas correspondientes con las letras "N.A." indicando esto que no aplica.

**ACUERDO CNO 531 – ANEXO 5**

<b>Fecha de reporte:</b>		<b>(Fecha de aplicación: )</b>								
<b>Planta:</b>										
<b>Mínimo Técnico (MW):</b>										
<b>Rango de disponibilidad</b>		<b>Configuración</b>								
<b>Mínimo</b>	<b>Máximo</b>									
		<b>Número: 1</b> <b>Descripción:</b> <b>Combustible:</b>								
<b>Modelo 1</b>	<b>Bloques UR (MWh)</b>			<b>Bloques DR (MWh)</b>						
		<b>Frío</b>	<b>Tibio</b>	<b>Caliente</b>		<b>Bloque de despachos &gt; MT a Cero</b>				
	UR1				DR1					
	UR2				DR2					
	UR3				DR3					
	UR4				DR4					
	UR5				DR5					
		<b>Arranque</b>	<b>Intervalos de tiempo fuera de línea para determinar tipo de arranque</b>							
		Frío	X horas o más							
		Tibio								
	Caliente									
<b>Modelo 2</b>	<b>Segmento UR (MWh)</b>				<b>Segmento DR (MWh)</b>					
		<b>Mínimo</b>	<b>Máximo</b>	<b>UR</b>	<b>UR'</b>		<b>Mínimo</b>	<b>Máximo</b>	<b>DR</b>	<b>DR'</b>
	UR1					DR1				
	UR2					DR2				
	UR3					DR3				
	UR4					DR4				
UR5					DR5					
<b>Modelo 3</b>	<b>Bloques UR (MWh)</b>				<b>Bloques DR (MWh)</b>					
		<b>a</b>	<b>b</b>	<b>UR</b>		<b>c</b>	<b>d</b>	<b>DR</b>		

## Anexo 20. MODELO DE RAMPAS

### RESOLUCIÓN 093 DE 2010 – MODELO DE RAMPAS

Según la Resolución CREG 093 de 2010, para las plantas de ciclo combinado, se modifica el Artículo 3 de la Resolución CREG 009 de 2003. Esta resolución regula algunos parámetros técnicos aplicables a los recursos de generación y su declaración en el Mercado de Energía Mayorista, describe lo siguiente:

- a. **ARTÍCULO 1. Definiciones:** Para la interpretación y aplicación de esta Resolución se tendrán en cuenta, además de las establecidas en la Ley 142 de 1994 y en las Resoluciones vigentes de la CREG, las siguientes definiciones:

**Rampa de aumento (UR):** Es la máxima energía expresada en (MWh) que un recurso de generación puede aumentar en dos horas consecutivas.

**Rampa de disminución (DR):** Es la máxima energía expresada en (MWh) que un recurso de generación puede disminuir en dos horas consecutivas.

- b. **ARTÍCULO 2. Declaración de rampas de aumento y disminución para recursos de generación térmica:** Todos los generadores térmicos deberán declarar al Centro Nacional de Despacho –CND- las rampas de aumento y disminución para cada uno de sus recursos de generación ajustándose al siguiente modelo lineal:

$$\begin{aligned} \square * \square\square(\square) - \square * \square\square(\square - 1) &\leq \square\square\square \\ \square * \square\square(\square - 1) - \square * \square\square(\square) &\leq \square\square\square \end{aligned}$$

Donde:

$\square\square$ : Rampa de aumento.

$\square\square$ : Rampa de disminución.

$\square\square(\square)$ : Energía (MWh) despachada para la planta i en el período t.

$\square\square(\square - \square)$ : Energía (MWh) despachada para la planta i en el período ( $\square - 1$ ).

La metodología y procedimiento para la determinación de los valores numéricos asociados a los parámetros a, b, c y d, así como para los valores UR y DR que permitan modelar las características técnicas de cada recurso de generación térmica, será establecida por el Consejo Nacional de Operación –CNO- a más tardar dentro del mes siguiente a la entrada en vigencia de la presente Resolución.

**Parágrafo 1:** Una vez sea establecida la respectiva metodología y procedimiento por parte del CNO, los generadores tendrán un plazo máximo de tres (3) días calendario para declarar al Centro Nacional de Despacho los parámetros de que trata el presente Artículo.

**Parágrafo 2:** Una vez sea establecida la respectiva metodología y procedimiento, el CND tendrá un plazo máximo de diez (10) días calendario para aplicar en el Despacho Programado los parámetros declarados.

- c. **ARTÍCULO 3. Modificada por la Resolución CREG 093 de 2010.**  
***Declaración de rampas de aumento y disminución para recursos de generación térmica que operan en ciclo combinado:*** Para aquellos recursos de generación que operan en ciclo combinado y tengan mínimo dos unidades de gas, el modelo de rampas de aumento y disminución será el que apruebe el Consejo Nacional de Operación –CNO-.

La aprobación de los modelos de rampa la deberá hacer el CNO por una única vez para aquellas plantas que no lo tienen aprobado.

## Anexo 21. RETIRO O REINGRESO DE PLANTAS DE GENERACIÓN

### CREG 071 DE 2006, EN EL CAPÍTULO II – RETIRO O REINGRESO DE PLANTAS DE GENERACIÓN

Según la Resolución CREG 071 de 2006, en el Capítulo II, “Obligaciones de Energía Firme”, describe

**Artículo 14. Retiro de Plantas o Unidades de generación que respaldan Obligación de Energía Firme asignada.** Cuando una planta o unidad de generación que respalda una Obligación de Energía Firme sale del Sistema, cualquiera que sea la causa que provoque su salida, el agente la podrá retirar y reingresar al mercado mayorista, cuando haya garantizado el cumplimiento de la Obligación de Energía Firme asignada, a través de los Anillos de Seguridad.

En estos eventos el retiro y reingreso de la planta o unidad se harán efectivos previa notificación y coordinación con el CND.

**Artículo 15. Retiro de Plantas o Unidades de generación que no respaldan Obligaciones de Energía Firme.** Las plantas o unidades de generación que no respaldan Obligaciones de Energía Firme se podrán retirar libremente del mercado, previa notificación al CND y a la CREG. La reincorporación de la planta igualmente se podrá hacer previa notificación y coordinación con el CND.

**Artículo 16. Normas comunes para el retiro y reingreso de cualquier planta o Unidad degeneración.** Se aplicarán las siguientes normas para el retiro y el reingreso de cualquier planta del Mercado Mayorista de Energía:

1. Para el retiro de una planta o unidad de generación se aplicarán las siguientes reglas:

- a. Si el agente desea conservar la capacidad de transporte asignada, asociada a la planta o unidad de generación que va a ser retirada, hasta por un año contado desde la fecha de retiro efectivo, deberá efectuar el depósito establecido en la regulación vigente. En caso contrario, perderá la capacidad de transporte asignada a partir del retiro efectivo.
- b. Al cabo de un año contado desde la fecha en que se produjo el retiro de una planta o unidad, expirará la capacidad de transporte asignada que tenía en el Sistema Interconectado Nacional la planta o unidad de generación retirada, caso en el cual para la reincorporación de estos activos al sistema y al mercado, el agente deberá cumplir el procedimiento vigente para la asignación de la capacidad de transporte.
- c. Cuando el retiro de una planta tenga como única causa la voluntad del agente, deberá informar por lo menos con tres (3) meses de antelación a la

CREG, con copia al CND y al ASIC, la fecha prevista para el retiro. Si de acuerdo con el concepto del CND, el retiro de la planta o de la unidad de generación pueda comprometer la seguridad energética o eléctrica del Sistema Interconectado Nacional, el CND deberá identificar las medidas o inversiones necesarias que suplan la ausencia de esta generación e informar de tal situación al agente generador y a los demás agentes que puedan resultar afectados. El CND hará efectivo el retiro de la planta a partir de la fecha que el agente haya definido como fecha de retiro.

2. Para el reingreso de una planta o unidad de generación se aplicarán las siguientes reglas:
  - Informar previamente a la CREG y al CND la intención de reincorporar la planta o unidad de generación al Sistema Interconectado Nacional.
  - Coordinar previamente con el CND las pruebas y demás maniobras a que haya lugar, de acuerdo con el Reglamento de Operación.
  - Cumplir previamente los requisitos exigidos en el Reglamento de Operación para la operación comercial en el Mercado Mayorista de Energía.
  - En caso de haber perdido la asignación de la capacidad de transporte deberá obtener nuevamente dicha asignación, cumpliendo el trámite previsto en la regulación vigente.

## **Anexo 22. AJUSTES A DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN**

La resolución 080 de 1999 Artículo 4 numeral 3, establece:

3. Elaboración de Estudios e Informes. Además de los estudios y análisis que debe efectuar en desarrollo de su función de Planeación Operativa, contemplados en el Código de Redes (Resolución CREG-025 de 1995 y demás normas que la modifican o sustituyan), acerca de la operación real y esperada de los recursos del SIN y de los riesgos para atender confiablemente la demanda, el CND debe realizar los siguientes:

- a. Estudios de coordinación de protecciones de las plantas y/o unidades de generación despachadas centralmente y de aquellas no despachadas centralmente que a su criterio se requiera, de los Activos de Uso del STN y de los Activos de Conexión al STN y de las Interconexiones Internacionales de nivel IV o superior, para asegurar una operación segura y confiable del SIN.

Para esto, el CND mantendrá una base de datos con la información de protecciones. Para la actualización de la base de datos, los agentes remitirán la información necesaria, como mínimo semestralmente o cuando el CND lo requiera.