

EVALUACIÓN DE LA PERTINENCIA DE LOS PROTOCOLOS DE PRUEBA PARA LA
ESTIMACIÓN DEL FACTOR DE CONVERSIÓN HIDRÁULICO Y DEL HEAT RATE
PARA EL CÁLCULO DE LA ENERGÍA FIRME PARA EL CARGO POR
CONFIABILIDAD

PRESENTADO POR:

JULIÁN EDUARDO BARBOSA ALDANA
CÓDIGO 20081007049

UNIVERSIDAD DISTRITAL FRANCISCO JOSÉ DE CALDAS
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROYECTO CURRICULAR DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
BOGOTÁ D.C.
2015

EVALUACIÓN DE LA PERTINENCIA DE LOS PROTOCOLOS DE PRUEBA PARA LA
ESTIMACIÓN DEL FACTOR DE CONVERSIÓN HIDRÁULICO Y DEL HEAT RATE
PARA EL CÁLCULO DE LA ENERGÍA FIRME PARA EL CARGO POR
CONFIABILIDAD

PRESENTADO POR:

JULIÁN EDUARDO BARBOSA ALDANA
CÓDIGO 20081007049

TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR POR EL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO

DIRECTOR:

ING. WILLIAM ALFONSO RIAÑO MALDONADO, Msc

UNIVERSIDAD DISTRITAL FRANCISCO JOSÉ DE CALDAS
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROYECTO CURRICULAR DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
BOGOTÁ D.C.
2015

Gracias a mi papá, mamá y hermana, porque en ellos me forjé hombre.

Gracias a Laura y a Emilio, porque en ellos he sido padre.

Gracias a mis profesores, amigos y compañeros, porque en ellos seré ingeniero.

Tabla de contenido

ABREVIATURAS.....	6
GLOSARIO.....	7
INTRODUCCIÓN.....	9
CAPÍTULO 1: CARGO POR CONFIABILIDAD.....	12
1.1 OFERTA Y DEMANDA EN EL MERCADO DE ELECTRICIDAD COLOMBIANO	12
1.2 DESCRIPCIÓN DEL CARGO POR CONFIABILIDAD.....	14
1.2.1 Energía firme para el Cargo Por Confiabilidad - ENFICC	14
1.2.2 Obligación de energía firme.....	15
1.2.3 Subasta Para La Asignación de Obligaciones De Energía Firme	15
1.2.4 Anillos de Seguridad.....	16
1.2.5 Conciliación, Liquidación y Facturación	16
1.3 Cargo por Capacidad.....	17
CAPÍTULO 2: FACTOR DE CONVERSIÓN HIDRÁULICO	18
2.1 PROTOCOLO PARA LA ESTIMACIÓN DEL FACTOR DE CONVERSIÓN DE PLANTAS HIDRÁULICAS	18
2.1.1 Generalidades.....	19
2.1.2 Procedimiento de la prueba.....	21
2.1.3 Medición del Caudal	23
2.2 ESTÁNDAR IEC 60041	24
2.2.1 Organización de la prueba.....	25
2.2.2 Desarrollo de la prueba	26
2.2.3 Métodos de medición.....	29
2.2.4 Métodos de Integración.....	29
2.3 COMPARACIÓN CUALITATIVA ENTRE EL ACUERDO CNO 360 DE 2006 Y EL ESTÁNDAR IEC 60041	30
CAPÍTULO 3: HEAT RATE	34
3.1 PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR LA PRUEBA DEL HEAT RATE PARA LAS PLANTAS TÉRMICAS DEL SIN.....	34
3.1.1 Características de los Instrumentos de Medición.....	35
3.1.2 Procedimiento de la Prueba.....	36
3.1.3 Factores de Corrección.....	37
3.1.4 Documentos de la Prueba.....	37
3.2 ESTÁNDAR IEC 60953-1.....	38

3.2.1	Alcance y objetivos.....	39
3.2.2	Planeación y preparación de la prueba.....	39
3.2.3	Desarrollo de la prueba	40
3.3	ESTÁNDAR IEC 60953-2.....	42
3.3.1	Alcance y objetivos.....	43
3.3.2	Planeación y preparación de la prueba.....	43
3.3.3	Desarrollo de la prueba	44
3.4	ESTÁNDAR ISO 2314.....	45
3.4.1	Alcance y objetivos.....	45
3.4.2	Preparación de la prueba.....	46
3.4.3	Desarrollo de la prueba	47
3.4.4	Unidades de ciclo combinado	49
3.5	COMPARACIÓN CUALITATIVA ENTRE EL ACUERDO CNO 557 DE 2011 Y LOS ESTÁNDARES IEC 60953-I, 60953-2 E ISO 2314.....	50
CAPÍTULO 4: CONCLUSIONES		54
4.1	Respecto al Factor de Conversión Hidráulico.....	54
4.2	Respecto al Heat Rate	59
4.3	Respuesta a la pregunta problema.....	61
BIBLIOGRAFÍA		64
ANEXO 1: CARGO POR CONFIABILIDAD, ESTADO DEL ARTE.....		74
ANTECEDENTES		74
EVOLUCIÓN DEL MARCO REGULATORIO		76
ENFICC y Obligaciones de Energía Firme.....		76
Subasta Para La Asignación de Obligaciones De Energía Firme		79
Periodo de Transición, Garantías y Pruebas de Disponibilidad.....		83
Combustibles Para el Cargo por Confiabilidad y Anillos de Seguridad.....		85
Conciliación, Liquidación y Facturación		89
ANEXO 2: CARGO POR CAPACIDAD, ESTADO DEL ARTE.....		90
Cálculo de la Capacidad Remunerable Teórica y Modelo de Largo Plazo.....		91
Conciliación, Liquidación y Facturación		94
Interconexiones Internacionales y Cogeneradores.....		94
Declaración y Verificación de Parámetros.....		95
ANEXO 3: DETERMINACIÓN DE LA ENERGÍA HIDRÁULICA ESPECÍFICA		100

ABREVIATURAS

ASIC	Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales
BTU	<i>British Thermal Unit</i>
CEN	Capacidad Efectiva Neta
CERE	Costo Equivalente Real en Energía del Cargo por Confiabilidad
CND	Centro Nacional de Despacho
CNO	Consejo Nacional de Operación
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
CRTI	Capacidad Remunerable Teórica Individual
CRT	Capacidad Remunerable Teórica
CRRI	Capacidad Remunerable Real Individual
ENFICC	Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad
FC	Factor de Conversión Hidráulico
FCm	Factor de Conversión medio
HHV	<i>Higher Heating Value</i>
HR	Heat Rate
HRSG	<i>Heat Recovery Steam Generator</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IHF	Índice de Disponibilidad Histórica por salidas forzadas
ISO	<i>International Organization for Standardization</i>
KWh	Kilovatio hora
LHV	<i>Lower Heating Value</i>
MEM	Mercado de Electricidad Mayorista
m.s.n.m	Metros sobre el nivel del mar
MW	Megavatios
OEF	Obligación de Energía Firme
ONI	<i>Oceanic Niño Index</i>
PSS	Probabilidad de Ser Superado
RRID	Remuneración Real Individual Diaria
RRT	Remuneración Real Total
SIN	Sistema Interconectado Nacional
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
VMC	Valor equivalente al costo fijo mensual de la tecnología eficiente de generación con menor costo de capital

GLOSARIO

ASIC: Dependencia del CND, encargada de la operación del Sistema de Intercambios Comerciales, de los registros de los contratos de energía a largo plazo, de la liquidación, conciliación y facturación del Cargo por Confiabilidad, del manejo de la Bolsa de Energía, entre otras funciones otorgadas en la Resolución CREG 024 de 1995 [1].

Anillos de seguridad: Conjunto de mecanismos dados a los agentes generadores con OEF asignada, para que puedan cumplir tal obligación, ante eventualidades que le impidan tal deber. Los anillos son el Mercado Secundario de Energía Firme, la Subasta de Reconfiguración, la Demanda Desconectable Voluntariamente, y los activos de generación de última instancia [2].

Bolsa de Energía: Sistema de información controlado por el ASIC, en el que generadores y comercializadores ejecutan ofertan y demandan energía, hora a hora, cada día. Usualmente mencionado como mercado Spot [1].

BTU: Unidad de energía británica, equivalente a 252 Calorías [3].

Cargo por Capacidad: Remuneración dada a un agente generador, por concepto de su capacidad instalada. Estuvo vigente entre enero de 1997 y enero de 2007 [4].

Cargo por Confiabilidad: Remuneración dada a un agente generador, por concepto de su disponibilidad de generación ante escasez de recurso hídrico [2].

CEN: Capacidad de generación de potencia eléctrica de un agente generador, medida en la frontera comercial del mismo.

CERE: Representa el costo total del Cargo por Confiabilidad, en función de la energía total demandada en el SIN [2].

CND: La Ley 143 de 1994 la define como la dependencia encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del SIN [5].

CNO: Creado mediante la Ley 143 de 1994, otorgándole como función principal 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 [5].

CREG: Unidad administrativa adscrita al Ministerio de Minas y Energía, creada mediante la Ley 143 de 1994, encargada de emitir las Resoluciones y documentos que lleven al cumplimiento de la función del Estado de actuar como ente regulador en el Mercado de Electricidad Mayorista [5].

ENFICC: Energía Firme que un agente generador es capaz de suministrar ante escasez del recurso hídrico, por concepto de la cual es remunerado el Cargo por Confiabilidad [2].

FC: Expresión de la eficiencia de una unidad o planta de generación hidroeléctrica, que representa los MW obtenidos de un metro cúbico de agua turbinado [6].

FCm: Valor representativo del FC de una unidad o planta de generación hidroeléctrica, utilizado con fines operativos y comerciales en el Mercado de Electricidad Mayorista [6].

Frontera Comercial: Punto de conexión de generadores y comercializadores al Sistema de Transmisión Nacional, o a los Sistemas de Transmisión Regionales o a los Sistemas de Distribución Locales [1].

HHV: cantidad de energía transferida como calor en la reacción de combustión donde todos los productos de combustión son enfriados a 60 °F y el agua producto de la reacción ha sido condensada [7].

HR: Expresión de la eficiencia de una unidad de generación termoeléctrica, que representa los BTU's consumidos para generar un KWh [7].

HRSG: Sistema de recuperación de calor de una unidad del tipo ciclo combinado [8].

LHV: cantidad de energía transferida como calor en la reacción de combustión pero el agua que se forma en la combustión permanece en la fase de vapor [7].

OEF: Compromiso adquirido por un agente generador de suministrar, según el despacho ideal, la ENFICC declarada y por la cual le es remunerado el Cargo por Confiabilidad [2].

ONI: Índice que representa la desviación del promedio de la temperatura del océano Pacífico, utilizado para la predicción del Fenómeno del Niño.

Precio de Escasez: Valor definido por la CREG, que establece el nivel del precio de bolsa a partir del cual son exigibles las OEF a los agentes con ENFICC comprometida [2].

SIN: Interconexión entre las plantas de generación, redes de transmisión, redes de distribución, y cargas eléctricas de los usuarios finales, según la Ley 143 de 1994 [5].

UPME: Unidad administrativa adscrita al Ministerio de Minas y Energía, creada mediante la Ley 143 de 1994, teniendo como funciones el establecimiento de los requerimientos energéticos de la nación, y el establecimiento de las estrategias para suplir dichos requerimientos [5].

INTRODUCCIÓN

En Colombia, la energía eléctrica generada en el SIN proviene principalmente de centrales hidroeléctricas, que pueden ofertar su producción a un costo menor que sus contrapartes termoeléctricas. No obstante, tal recurso conlleva una volatilidad en el precio del KWh en el mercado Spot, en la medida en que varíen las condiciones climatológicas a las que el recurso esté sometido. Así las cosas, siendo éste un país tropical, afectado periódicamente por El Fenómeno del Niño, resulta necesaria la implementación de mecanismos que aseguren el suministro de electricidad aun en situaciones de desabastecimiento hídrico, con un costo económicamente eficiente, y que incentive la inversión en nuevos proyectos de generación.

Uno de esos mecanismos es el Cargo por Confiabilidad, que remunera la capacidad de generación en condiciones hidrológicas críticas, tanto a agentes térmicos como hidráulicos. Mediante un sistema de subasta, los agentes compiten por obtener Obligaciones de Energía Firme en función de la ENFICC que, según declaren, sean capaces de suministrar. Por concepto de lo anterior, los agentes participantes recibirán una prima mensual, además del Precio de Escasez vigente en el momento que tal Obligación sea requerida. En consecuencia, es clara la necesidad de que la metodología con la que es calculada la Energía Firme, y todas las variables de las que depende, sea adecuada y que en su resultado se refleje veracidad y precisión.

En consideración de lo anterior, la CREG ha realizado las modificaciones y aclaraciones que ha considerado pertinentes. En los nueve años en los que el Cargo por Confiabilidad ha estado vigente, han sido emitidas más de 150 Resoluciones al respecto, sin que exista un documento que, a manera de estado del arte, describa tales cambios y sea un referente para el análisis de la adaptación del Cargo al Mercado Mayorista de electricidad colombiano.

Para cada agente generador, la Energía Firme es calculada mediante un modelo computacional que, dependiendo de la tecnología de generación, proyecta probabilísticamente su capacidad de producir electricidad ante condiciones de desabastecimiento del recurso hídrico. Una de las principales variables de tal modelo, es la eficiencia del turbogruppo para el que la Energía Firme es calculada. Para las centrales hidroeléctricas, la eficiencia representa los vatios generados por cada metro cúbico turbinado en un segundo; ésta variable es el Factor de Conversión Hidráulico, y permite expresar en kilovatios-hora un volumen de agua represada. En cuanto a las centrales termoeléctricas, la eficiencia representa los BTU's consumidos por cada KWh generado; tal valor recibe el nombre de Heat Rate o Consumo Térmico Específico.

Toda unidad de generación de energía eléctrica que pretenda ser parte del SIN, deberá determinar, según corresponda, su Factor de Conversión o su Heat Rate, mediante pruebas técnicas estandarizadas por el Consejo Nacional de Operación en los Acuerdos CNO 360 de 2006, para las centrales hidráulicas, y el CNO 557 de 2011, para las térmicas. No obstante, las directrices dadas en aquellos acuerdos pueden estar prestas a imprecisiones que susciten diferencias entre el valor declarado y el valor real del factor en cuestión. A continuación se plantea un ejemplo para poder dimensionar las implicaciones de tal hipótesis.

Sea FC_{REAL} el valor real del Factor de Conversión de una de las centrales hidroeléctricas del SIN, igual a $1.84 \text{ MW}/(\text{m}^3/\text{s})$. Si como resultado de la aplicación de la prueba contenida en el Acuerdo CNO 360 de 2006, fuese obtenido un $FC_{DECLARADO}$ igual a $2.01 \text{ MW}/(\text{m}^3/\text{s})$, se estaría manifestando que la unidad o planta requiere menos caudal para generar su CEN, que el que en realidad demanda. Lo anterior llevado al caso de una unidad termoeléctrica, donde, por ejemplo, el HR_{REAL} es igual a $3968 \text{ BTU}/\text{KWh}$, y tras la aplicación de la prueba del Acuerdo CNO 557 de 2011 se obtuviera un $HR_{DECLARADO}$ igual a $3750 \text{ BTU}/\text{KWh}$, significaría que ante determinada cantidad de BTU's de combustible, se generará más energía eléctrica que la que en realidad ha de generarse.

Por lo tanto, un error en el protocolo de pruebas de éstas variables implicará la declaración de una Energía Firme errónea, y el distanciamiento del Cargo por Confiabilidad de la satisfacción de la necesidad por la que fue creado. En virtud de lo anterior, despierta interés el estudio de los Acuerdos CNO 360 de 2006 y 557 de 2011, de manera tal que sean identificados los aspectos que puedan dar lugar a Factores erróneos.

Una de las bases de las que es posible partir para la consecución de la intención anteriormente mencionada, es la comparación de los Acuerdos contra estándares usados internacionalmente, y el análisis de las diferencias encontradas. Finalmente, de lo encontrado en tal comparación, y de la identificación de los aspectos que puedan suscitar valores erróneos en los Factores de Conversión, es factible proponer modificaciones sobre los Acuerdos bajo análisis.

Objetivos del presente trabajo

Considerando la problemática descrita, la pregunta problema en la que está basado este proyecto es: ¿es posible determinar la pertinencia de los protocolos de cálculo de Factor de Conversión Hidráulico y del Heat Rate, partiendo de una comparación contra los mismos protocolos usados en otros países?

Así, el objetivo general es determinar la pertinencia de los protocolos de prueba consignados en los Acuerdos 360 de 2006 y 557 de 2011 del Consejo Nacional de Operación.

La respuesta a la pregunta problema, puede ser obtenida mediante el desglose de la misma, en cuatro objetivos específicos:

- Describir el estado del arte del Cargo por Confiabilidad en Colombia, de la metodología de cálculo de la ENFICC y del Cargo por Capacidad.
- Identificar en los Acuerdos 360 de 2006 y 557 de 2011 del CNO, los aspectos que puedan dar lugar a resultados erróneos.
- Comparar los protocolos usados en las plantas de generación del SIN con metodologías usadas en países en los que exista un esquema similar.
- Proponer ajustes en los protocolos aprobados por el CNO, basados en la revisión internacional, y evaluar el respectivo impacto sobre la declaración de la ENFICC por parte de los agentes generadores del SIN.

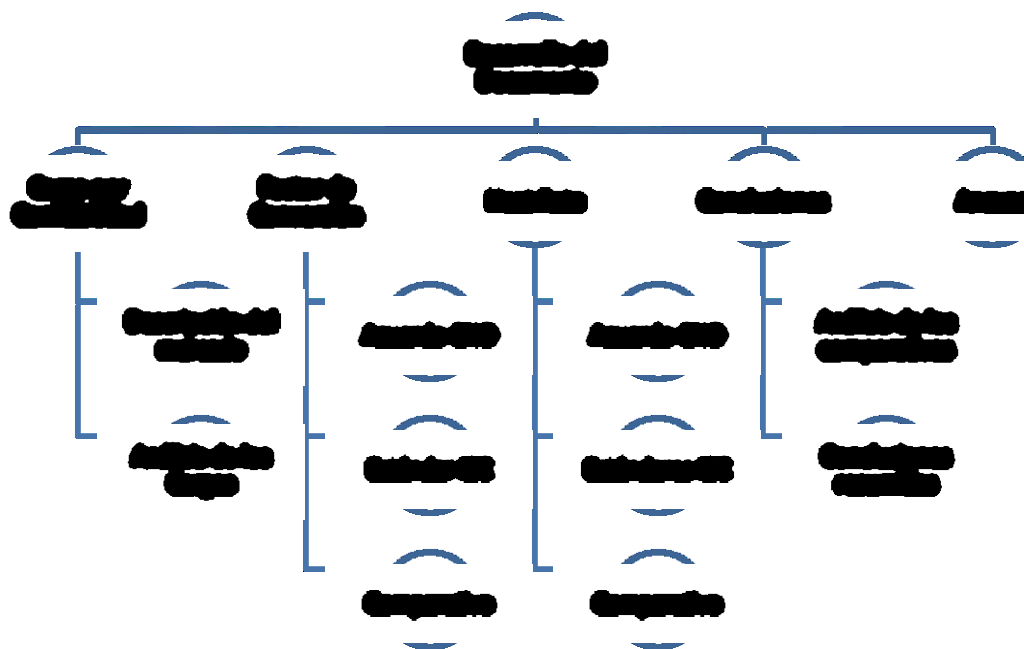


Figura 1. Desarrollo del documento

En este documento (ver Figura 1), el lector encontrará en el Capítulo 1 una breve descripción del Cargo por Confiabilidad, y del contexto del mercado en el que se desenvuelve. Acto seguido, en el Capítulo 2 es descrito el Acuerdo CNO 360 de 2006 y su estándar internacional análogo, para continuar con el comparativo entre los dos. En el Capítulo 3, se hace lo propio con el Acuerdo CNO 557 de 2011. Posteriormente se presentan las conclusiones, que parten del análisis de las diferencias encontradas en el Capítulo 2, para el Factor de Conversión Hidráulico; y en el Capítulo 3, para el Heat Rate.

En el Anexo 1 es presentado el estado del arte del Cargo por Confiabilidad y de la metodología de cálculo de la ENFICC. El Anexo 2 contiene el estado del arte del Cargo por Capacidad; y, finalmente, el Anexo 3 presenta la metodología de cálculo de la Energía Hidráulica Específica según el estándar IEC 60041.

CAPÍTULO 1: CARGO POR CONFIABILIDAD

1.1 OFERTA Y DEMANDA EN EL MERCADO DE ELECTRICIDAD COLOMBIANO

A diciembre 31 de 2014, la Capacidad Efectiva Neta instalada en el SIN era de 15,489 MW, de los cuales el 76% fueron generados por 5 agentes: Emgesa S.A. E.S.P., EPM S.A. E.S.P., Isagén S.A. E.S.P., Gecelca S.A. E.S.P. y EPSA S.A. E.S.P. [9]

Una de las características principales de la generación de energía en Colombia, es el predominio de la generación hidráulica sobre la térmica. Al finalizar el 2014, el 66.6% de los Megavatios instalados provinieron de recursos hídricos. En la Figura 2 se muestra la participación de cada tecnología en la Capacidad Efectiva Neta Instalada del SIN, y de la cual puede deducirse la necesidad de un mecanismo que incentive la inversión en recursos termoeléctricos; y cuán afectado puede verse el suministro de energía eléctrica, ante una eventualidad climatológica en el país.

Dada la estacionalidad característica de la región tropical en la que Colombia está ubicada, los aportes hídricos varían en función tanto del ciclo anual invierno-verano¹, como de eventos macro climáticos como El Niño y La Niña. Bajo estos eventos, el territorio colombiano afronta intensos veranos y altas precipitaciones, respectivamente [10]. Se declara el inicio de

¹ Para efectos regulatorios y operativos del mercado de electricidad colombiano, la estación de invierno está comprendida entre el 1 de Abril y el 30 de Noviembre de cada año; y la estación de verano, entre el 1 de Diciembre y el 31 de Marzo [5].

un episodio de Fenómeno de El Niño, cuando la media móvil trimestral de la temperatura superficial del mar en el océano Pacífico aumenta 0,5°C o más –índice ONI- [11]. En la Figura 3 se aprecia la variación presentada en el valor del embalse agregado del SIN en función del índice ONI, y de la que se puede observar que el embalse agregado puede llegar a disminuir entre 2.000 y 6.000 GWh ante la ocurrencia del fenómeno de El Niño.

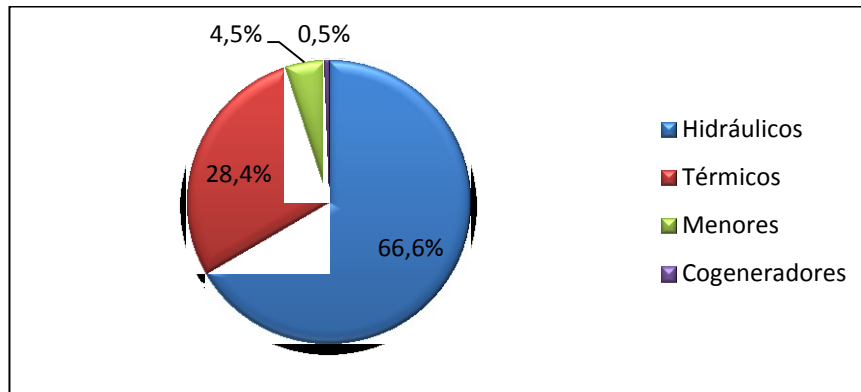


Figura 2. Generación de energía eléctrica por tecnología. Fuente: X.M. [9].

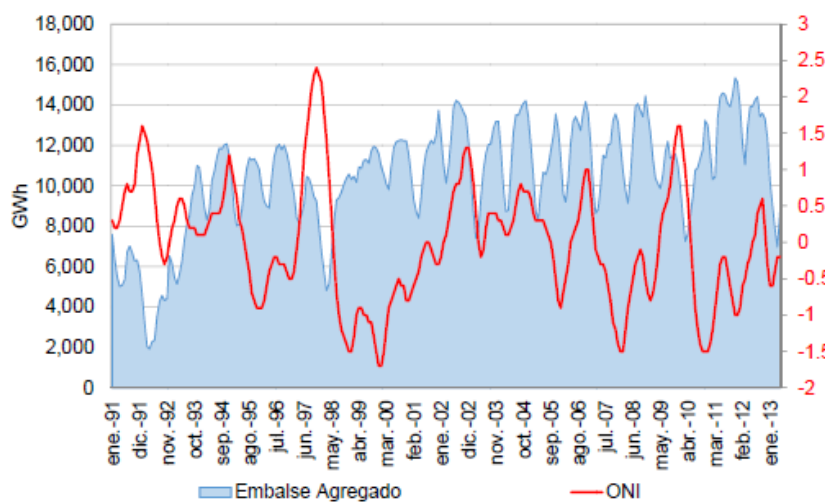


Figura 3. Embalse agregado Vs índice ONI. Fuente: UPME [11].

La demanda anual de energía para el año 2014 fue de 63,571 GWh, presentando un crecimiento de 4.4% respecto al año 2013. Para el periodo 2005-2014, la demanda tuvo un crecimiento promedio del 3.1% anual [11].

1.2 DESCRIPCIÓN DEL CARGO POR CONFIABILIDAD

Es un mecanismo de mercado consistente en la remuneración dada a aquellos agentes generadores del SIN, cualquiera que sea su tecnología, que garanticen el suministro de energía eléctrica durante condiciones críticas de abastecimiento hídrico. Para tal fin, los generadores se comprometen con una Obligación de Energía Firme –OEF-, según la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad –ENFICC- que el mismo declare, y que será requerida cuando el Precio de Bolsa del kWh supere un tope máximo, definido como Precio de Escasez² [2]. Tales Obligaciones serán asignadas mediante un sistema de subasta.

El generador recibirá el Precio del Cargo por Confiabilidad de forma fija durante el Periodo de Vigencia de la OEF, sin importar si la Obligación fue requerida o no. De ser requerida, durante la duración del evento que llevó al requerimiento, el generador recibirá como pago por cada kWh generado, el Precio del Cargo Por Confiabilidad y además el Precio de Escasez [2]. En caso tal en que un agente no pueda cumplir con su Obligación asignada, podrá recurrir a cuatro anillos de seguridad con los que podrá entregar la Energía Firme comprometida.

Pasados nueve años desde su entrada en vigencia, el Cargo por Confiabilidad ha sido sometido a reformas que, según la CREG, han tenido como objetivo la facilidad en su aplicación y la transparencia en sus métodos, además de aclaraciones y adiciones que han sido necesarias.

El Anexo 1 del presente documento, contiene el estado del arte del Cargo, que describe las Resoluciones emitidas al respecto desde su entrada en vigencia.

1.2.1 Energía firme para el Cargo Por Confiabilidad - ENFICC

Máxima cantidad de energía eléctrica capaz de entregar una planta de generación ante condiciones de baja hidrología, de manera constante a lo largo de un año. Es declarada por cada agente generador y calculada según la metodología contenida en el Anexo 3 de la Resolución CREG 071 de 2006 [2].

Una vez es declarada por el generador, el Centro Nacional de Despacho realiza la contratación de la auditoría correspondiente para verificar los parámetros declarados. En caso de que el resultado de la verificación de parámetros para algún agente generador difiera de los declarados por el mismo, por fuera de un margen de error preestablecido por la CREG, el valor de la ENFICC de aquel será asumido como cero (0) MW [12]. Lo anterior impactaría, por un lado, la economía del agente pues es éste cargo una de las fuentes de ingresos de los generadores [10]; y por otro lado, se corre el riesgo de desabastecimiento eléctrico en la estación de verano al no contar con la ENFICC del agente penalizado.

No hay una periodicidad definida para la declaración de la ENFICC de un agente generador, bien sea hidráulico o térmico. Tal valor es declarado una única vez, y sólo será recalculada

² Este valor es indexado según el índice máximo diario Platts US Gulf Coast Residual Fuel N° 6 1.0% Sulfur Fuel Oil desde Enero de 2010, debido a la suspensión de la publicación del New York Harbor Residual Fuel Oil 1% Sulfur LP Spot Price, por parte del Departamento de Energía de Estados Unidos, con el cual se calculaba previamente [222] [223].

cuando existan cambios técnicos en los equipos y/o sistemas de la unidad, que afecten en un 10% el valor de la ENFICC ya declarada.

1.2.2 Obligación de energía firme

Compromiso de los generadores de producir determinada cantidad de energía diaria durante condiciones críticas de abastecimiento hídrico, en un despacho ideal. Es asignada a cada agente interesado en el compromiso, mediante la Subasta Para la Asignación de OEF.

La vigencia de la Obligación dependerá del estado de construcción u operación comercial de la planta o unidad de generación en el momento de la subasta. Si no se ha iniciado su construcción, será considerada como Planta Nueva; si ya la construcción ha iniciado, se tomará como Planta Especial; finalmente, si ya está en operación comercial, será considerada planta existente. Los periodos de vigencia de la OEF son resumidos en la Tabla 1 .

Tabla 1. Periodos de Vigencia según estado de la unidad de generación. Fuente: CREG [13].

Estado de la Planta	Periodo de Vigencia
Nueva	Entre 1 y 20 años
Especial	Entre 1 y 10 años
Existente	1 año

Para las plantas nuevas y especiales, el propietario o representante comercial de la misma podrá escoger el periodo de vigencia dentro de los límites establecidos. Sin embargo, una vez elegido este periodo, no podrá ser modificado.

1.2.3 Subasta Para La Asignación de Obligaciones De Energía Firme

Las OEF serán asignadas a los agentes generadores con ENFICC oficialmente declarada, mediante un mecanismo de subasta de reloj descendente, administrada por el ASIC; auditada por una persona natural o jurídica contratada por éste, y ejecutada por un Promotor que ganará una comisión de éxito según resulte tal asignación. El Valor del Cargo por Confiabilidad, corresponde al precio de cierre de la subasta. De manera posterior a la realización de la Subasta, se iniciará un periodo de planeación igual a 3 años.

Durante el primer trimestre de cada año, la CREG verificará si, para un futuro periodo específico, la sumatoria de las OEF vigentes, cubren la Demanda Objetivo³ proyectada por la UPME para ese periodo. De haber una diferencia, se programará la Subasta y se informará a los agentes. Salvo las plantas no despachadas centralmente y los cogeneradores, todo agente generador tiene derecho a participar.

Como dato de referencia, para el periodo 2014-2015, la CREG seleccionó el valor de la Demanda Objetivo en 69.333 GWh [14].

³ Demanda total doméstica, esto es, sin considerar interconexiones internacionales, más un porcentaje definido por la CREG, descontando la energía ya cubierta con OEF's vigentes y la ENFICC de plantas no despachadas centralmente y cogeneradores que tengan contratos para cubrir demanda en el periodo en cuestión [149].

1.2.3.1 Preclasificación a la primer Subasta

Los agentes generadores reportan a la CREG los parámetros técnicos de sus unidades, según lo requerido en el Anexo 4 de la Resolución CREG 071 de 2006. Después de quince días calendario, la CREG publica en un documento los parámetros aprobados para todos los agentes que hicieron envío de los mismos. Es con éste documento, que cada agente calcula la ENFICC que estará a disposición durante la subasta.

1.2.3.2 Reglas de la Subasta

Para cada una de las rondas, el subastador informará al mercado los precios de apertura y de cierre de la subasta, y en función de éstos, los generadores realizarán sus ofertas de ENFICC. Finalizada la ronda, el subastador determinará si hubo exceso de oferta. En caso de haberlo, se reprogramarán tantas rondas como sea necesario, hasta que no haya exceso de oferta. Para esto, el precio de apertura de una nueva ronda será igual al precio de cierre de la ronda inmediatamente anterior.

Posteriormente, mediante la Resolución CREG 102 de 2007, fue adoptado el Reglamento de la Subasta, en el que se detalla el reporte de información, la organización de la Subasta, los deberes de los participantes en ella, y los casos especiales de Subasta [15].

1.2.4 Anillos de Seguridad

Son un conjunto de mecanismos dados a los agentes generadores con OEF asignada, para que puedan cumplir dicha obligación ante eventualidades que le impidan tal deber. Estos son:

- El mercado secundario de energía firme, en el que el agente puede negociar con otros generadores que tengan ENFICC no comprometida, bajo un mecanismo similar a los contratos bilaterales.
- Las subastas de reconfiguración, en el que el generador solicita el ajuste en su OEF mediante la subasta de los GWh que desee sean restados de su Obligación.
- La demanda desconectable voluntariamente, en la que ante la imposibilidad de atender la Obligación, el generador acuerda el corte de suministro de energía eléctrica con los clientes en los que la desconexión genere menores consecuencias.
- La generación de última instancia, en la que el agente cubre su OEF mediante un activo de generación que no haya participado en la subasta de asignación, bien sea de su propiedad o no.

1.2.5 Conciliación, Liquidación y Facturación

Las OEF serán exigidas durante cada hora en la que el precio de Bolsa supere el Precio de Escasez, y su cumplimiento, basado en el despacho ideal, será verificado por el ASIC según las desviaciones que se presenten para cada una de esas horas.

Si alguno de los agentes incumpliese su Obligación, y producto de esto ocurriesen racionamientos, los saldos de dinero generados en la Bolsa se repartirán entre los comercializadores a prorrata de su demanda, quienes a su vez reflejarán tales valores en un menor costo de Restricciones a los usuarios finales.

En cuanto a la liquidación del Cargo, una vez verificadas las desviaciones diarias en Bolsa, es calculada la Remuneración Real Individual Diaria -RRID, que será la fracción del valor del Cargo por Confiabilidad que el agente con OEF recibe diariamente. La sumatoria de las

RRID de todos los agentes con Obligaciones, para un mes particular, será la Remuneración Real Total –RRT, y con ella es calculado mensualmente el CERE, que representa el costo de los Kilovatios-hora cubiertos con OEF.

1.3 Cargo por Capacidad

Con el fin de valorar la generación de respaldo en cumplimiento de sus funciones asignadas en el Artículo 23 de la Ley 143 de 1994, la CREG creó en el año de 1996 un Cargo por Capacidad en el Mercado Mayorista de electricidad colombiano que garantizara el suministro de energía eléctrica ante criterios de hidrología crítica, mediante la remuneración parcial del kilovatio instalado en las plantas hidráulicas y térmicas del SIN [16]. Este cargo tuvo una vigencia de diez años, siendo remplazado en el año 2006 por el actual esquema de Cargo por Confiabilidad.

Durante el periodo de tiempo comprendido entre el año 1996 y el año 2006, quince días antes del inicio de la estación de verano de cada año, el CND corría un modelo de largo plazo cuyos parámetros correspondían a la creación de un escenario de baja hidrología en los ríos del SIN, en el cual las plantas hidráulicas generarían con su embalse a nivel mínimo operativo y considerando los índices de Indisponibilidad Histórica de cada una de ellas y de las unidades térmicas. En base a tal modelo, se obtenía la Capacidad Remunerable Teórica Individual –CRTI- en la estación de verano de cada planta o unidad despachada centralmente; y la Capacidad Remunerable Real Individual –CRRI-, igual al menor valor entre la CRTI y su disponibilidad comercial promedio durante el mes de facturación [17].

El Cargo por Capacidad era remunerado tomando como referencia el valor equivalente al costo fijo mensual de la tecnología eficiente de generación con menor costo de capital –VMC-, igual a US\$5,25/kW-mes, correspondiente al VMC de una turbina a gas de ciclo abierto. El CERE se obtenía relacionando el factor entre el VMC y la sumatoria de Capacidades Remunerables Reales Individuales, y la Energía Total Demandada Real en el SIN [18] [19].

Así, el agente generador recaudaba a través de sus ventas un valor igual al CERE por cada kWh generado durante el mes en cuestión; y recibía un valor igual a su CRRI por el VMC. La conciliación, liquidación y facturación estaban a cargo del Sistema de Intercambios Comerciales [20] [21].

Las modificaciones y aclaraciones a las que fue sometido el Cargo por Capacidad durante los diez años en los que estuvo vigente, son mostradas en el Estado del Arte del Anexo 2 del presente documento.

CAPÍTULO 2: FACTOR DE CONVERSIÓN HIDRÁULICO

2.1 PROTOCOLO PARA LA ESTIMACIÓN DEL FACTOR DE CONVERSIÓN DE PLANTAS HIDRÁULICAS

Mediante el Acuerdo 360 de 2006, el CNO aprobó el protocolo de prueba para la estimación del Factor de Conversión de las plantas hidráulicas del SIN con turbinas hidráulicas de reacción y de impulso en todo rango de potencia y cabeza hidráulica [22].

Como resultado de las pruebas, será obtenida la Función del FC en relación con el nivel de embalse asociado, de la cual se calcula el Factor de Conversión Mediano. Los dos parámetros son los utilizados para efectos operativos y comerciales.

La Figura 4 muestra gráficamente el desarrollo de la prueba, que consiste en la medición durante una hora de la potencia generada por la unidad, y el caudal que fluye por la turbina para tal generación, operando en cada uno de los cuatro niveles de embalse previamente determinados. En la *Tabla 2*, se relacionan los Factores de Conversión de algunas de las centrales de generación hidroeléctrica del SIN, publicados oficialmente por el CNO mediante los Acuerdos 761 de 2015 y 714 de 2014.

Las fórmulas matemáticas a continuación mencionadas, hacen parte integral del Acuerdo CNO 360 de 2006.

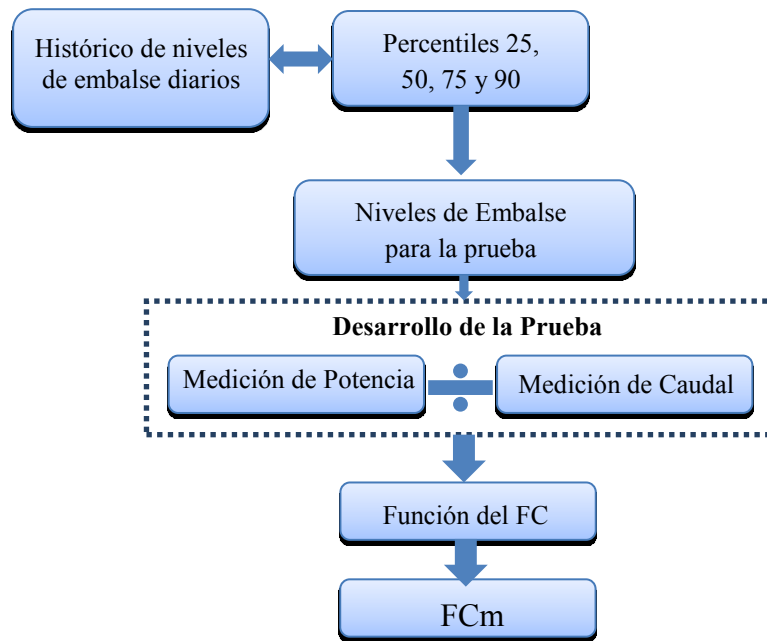


Figura 4. Diagrama resumen del Protocolo de Pruebas para la Estimación del Factor de Conversión Hidráulico.

2.1.1 Generalidades

El FC de una planta hidráulica será el promedio aritmético de los FC obtenidos para cada una de las unidades que la componen, siendo elección del agente propietario realizar las pruebas a cada unidad individualmente, o a todas simultáneamente. Se podrá utilizar el mismo método de medición de caudal para todas las unidades, o la combinación de métodos que el agente considere, de los aprobados en el Acuerdo en cuestión.

Así las cosas, el Factor de Conversión de una unidad será:

$$FC = \frac{\text{Potencia Eléctrica}}{\text{Caudal turbinado}} \quad (1)$$

Y el Factor de Conversión de la planta:

$$FC = \frac{FC_{U1} + FC_{U2} + \dots + FC_{Un}}{n} \quad (2)$$

Para la planta en la cual no sea posible la medición del caudal de cada una de sus unidades, se medirá el caudal en la conducción común de las mismas. El FC de dicha planta será calculado con la suma de las potencias del grupo de unidades de la conducción común.

Si durante la realización de la prueba, alguna de las unidades se halla en mantenimiento debidamente soportado ante el Centro Nacional de Despacho, el FC de la misma será el menor valor del obtenido para las demás unidades, asignándole de aquella el mismo nivel de embalse obtenido durante la medición.

Las pruebas serán siempre auditadas por una firma privada, que será preseleccionada por el Consejo Nacional de Operación. El auditor deberá preparar un informe de la prueba, haciendo constancia de los procedimientos, resultados y documentos adicionales; siendo el documento oficial de la Función del FC y del FCm.

Cuando por causas justificadas previamente al CNO, no haya sido posible realizar la medición para uno o más niveles de embalse para la construcción de la Curva FC vs. Cota de una planta específica, los valores medidos serán unidos con líneas rectas. Mediante extrapolación será determinada el resto de la Curva no cubierta por las líneas rectas, siguiendo la misma tendencia de la Curva teórica o de aquella última elaborada para la central.

Los aspectos comerciales de las plantas bajo pruebas, son regulados en la Resolución CREG 121 de 1998.

Tabla 2. Factor de Conversión medio de algunas centrales de generación hidroeléctrica del SIN. Fuente: CNO [23] [24].

Central	Capacidad Efectiva [MW]	FCm [MW/(m ³ /s)]	Fecha
Albán	429	4,4376	Jun/04/2015
Betania	540	0,6236	
Calima	120	1,8712	
Chivor	1000	7,0123	
Guatapé	560	7,6711	
Guavio	1200	9,7433	
La Tasajera	306	7,7642	
Playas	201	1,5605	
Porce II	405	2,2300	
Porce III	660	3,1723	
Prado	51	0,4916	
Salvajina	285	0,9928	
Urrá	338	0,4441	
La Esmeralda	30	1,3202	
San Francisco	135	1,5386	Dic/31/2014
Troneras	42	0,6360	
San Carlos	1240	5,4770	
Jaguas	170	2,4863	
Miel I	396	2,0092	

2.1.2 Procedimiento de la prueba

2.1.2.1 Determinación de los Niveles de Embalse

Los niveles de embalse (P_k) a los cuales se realizan las pruebas del FC, son los correspondientes a los percentiles 25 ($k=0.25$), 50 ($k=0.50$), 75 ($k=0.75$) y 90 ($k=0.90$) del conjunto de datos organizados ascendentemente (de tamaño n) conformado por las frecuencias de los niveles diarios reportados del embalse para el periodo de 5 años calendario terminados el 31 de diciembre del año inmediatamente anterior al cual se hace el respectivo cálculo.

Respecto al procedimiento para determinar el nivel de embalse P_k asociado al percentil k , el Acuerdo CNO 360 de 2011 especifica lo siguiente:

- 1) Calcular la posición i del percentil k mediante el producto $n*k$. Si el producto resulta en número no entero, i será igual al siguiente entero más grande. De lo contrario, i es igual a $n*k + 0.5$.
- 2) Si i es entero, en el conjunto de datos se cuenta desde el primer dato hasta el i -ésimo valor, correspondiente al nivel P_k .
Si i no es entero, P_k será igual al promedio de los datos que ocupan los lugares $n*k$ y $n*k+1$.

Ya determinados los niveles de embalse en cada uno de los cuales será realizada la medición para estimar el FC, el agente propietario de la central bajo prueba escogerá una de las siguientes dos variantes:

- **Variante 1:** Se realiza la medición de potencia generada con la unidad operando en cada uno de los niveles de embalse ya determinados.
- **Variante 2:** Se establece una banda de tolerancia –BT- equivalente al 0.5% de la caída bruta de la central, que se desplazará verticalmente a lo largo del conjunto de datos del que fueron obtenidos los percentiles. Si en algún momento la BT abarca los niveles de dos o más percentiles contiguos, se podrá realizar la prueba en cualquier nivel de embalse dentro de la BT, y dicha medición remplazará las mediciones de los percentiles cubiertos dentro de la banda. No obstante, en la gráfica que trazará el auditor, el punto ha de ser dibujado respecto a los valores medidos de FC y nivel de embalse durante la prueba.

2.1.2.2 Procedimiento General de la Prueba

La duración de la prueba será de una hora, durante la cual se tomarán valores instantáneos, cada diez minutos, de:

- Potencia en bornes del generador. Se utiliza el vatímetro propio de la unidad.
- Caudal. Se utilizan los instrumentos definidos para el método de medición seleccionado.
- Nivel de embalse. Se utiliza el medidor propio del embalse. Al inicio de la prueba se debe comprobar que éste parámetro esté dentro del rango permisible de ± 5 percentiles, para la variante 1, o de la banda de tolerancia BT, para la variante 2.

Al finalizar la prueba, se anotarán los siguientes valores acumulados, que son con los que finalmente serán realizados los cálculos del FC:

- Energía eléctrica neta medida en la frontera comercial de la central. Es igual a la diferencia entre las lecturas final e inicial del contador propio de la unidad. Durante la prueba deberán estar en funcionamiento todos los equipos auxiliares de la unidad.
- Caudal utilizado durante la prueba, igual al promedio aritmético de las seis mediciones instantáneas tomadas a lo largo de la misma, de las que no serán tenidas en cuenta aquellas con desviación superior al 2% del promedio.

Los equipos de medición deben ser debidamente certificados y calibrados por el fabricante o un representante acreditado.

A partir de los valores del FC medido para cada nivel de embalse determinado, el auditor utilizará el método que brinde el mejor ajuste estadístico para obtener la Función del FC, extrapolándola de tal manera que cubra todo el rango entre los niveles mínimo técnico y máximo físico del embalse. La vigencia de la Función es de 5 años.

Cuando sea requerido un único valor de FC, con la Función anteriormente definida se calculará el FCm, obteniendo el nivel de embalse asociado al percentil 50 de los niveles diarios de embalse reportados durante los 5 años que terminan el 31 de diciembre del año anterior al del cálculo. La vigencia del FCm es de un año.

El desarrollo de la prueba será registrado en dos documentos:

- Protocolo de Pruebas del FC, en el que se consigna 1) la información general de la planta, indicando los datos de la planta, de la turbina, las capacidades bruta y neta de la central, el tipo de medición de caudal seleccionado y grado de precisión de los instrumentos de medición; 2) los datos tomados durante la prueba, y 3) los resultados de la misma.
- Informe de Pruebas del FC, en el que se consigna el nombre de la planta, de los propietarios y del auditor, y un breve resumen del desarrollo de la prueba.

2.1.2.3 Plantas Hidráulicas Nuevas, Unidades en Reincorporación al SIN y Plantas Filo de Agua

Para efectos del protocolo consignado en el Acuerdo CNO 360 de 2006, una planta nueva es aquella que no ha cumplido tres años desde su entrada en operación comercial.

Para calcular el FC de aquellas plantas, el CNO solicitará a los agentes con plantas con embalse asociado, que envíen los valores de los niveles mínimo técnico y máximo físico, y el nivel de embalse asociado al percentil 50 de su serie histórica de los 5 años que terminan el 31 de diciembre del año anterior al de cálculo.

Para cada cota asociada al percentil 50 declarada por los agentes, se calcula el porcentaje definido en la ecuación (3).

$$\text{Porcentaje Nivel Percentil 50} = \frac{\text{Cota Percentil 50} - \text{Nivel M\u00ednimo T\u00e9cnico}}{\text{Nivel M\u00e1ximo F\u00edsico} - \text{Nivel M\u00ednimo T\u00e9cnico}} \quad (3)$$

Posteriormente, es calculado el promedio aritmético del Porcentaje Nivel Percentil 50 obtenido para cada embalse, que será usado para calcular el percentil 50 de la nueva central:

$$Cota\ percentil\ 50_{n.c} = N.M.T + P.Nivel\ Percentil\ 50_{Promedio} * (N.M.F - N.M.T)$$

Donde,

Cota percentil 50 _{n.c}	Cota asociada al percentil 50 de la nueva central.
P. Nivel Percentil 50 _{Promedio}	Promedio aritmético de los Porcentajes nivel percentil 50 de todos los embalses.
N. M. T	Nivel Mínimo Técnico de la nueva central
N. M. F	Nivel Máximo Físico de la nueva central

Finalmente, con el valor de la cota asociada al percentil 50 y con la Curva teórica de la planta, se calcula el valor del FC.

Lo anterior se repetirá anualmente hasta el momento en que se realicen las pruebas propias para la planta, tres años después de su entrada en operación comercial. Entonces los percentiles serán calculados con base en los niveles diarios reportados desde tal fecha hasta el 31 de diciembre del año anterior a la prueba.

Para las unidades en reincorporación al SIN, a las que no se les haya medido el FC, se llevará a cabo el procedimiento para plantas existentes, y la determinación de los niveles de embalse se realizará con base a la serie utilizada para la medición del FC de las demás unidades de la planta que permanecieron conectadas al SIN.

El FC de las centrales filo de agua será medido con una única prueba, independientemente del nivel de agua en las estructuras de captación y/o conducción. El resultado tendrá una vigencia de 5 años.

2.1.3 Medición del Caudal

Los Anexos 3, 4, 5 y 6 del Acuerdo CNO 360 de 2006, contienen los métodos de medición de caudal aprobados para las pruebas para la estimación del FC. A continuación se presenta una breve descripción de cada uno de ellos.

- **Método de ultrasonido:** un pulso ultrasónico es enviado por un sensor, ubicado en uno de los costados de la tubería, a un segundo sensor en un ángulo respecto a la dirección del flujo. El tiempo de retardo entre los pulsos de emisión y recepción en el sensor opuesto, determina el caudal. Los equipos de medición deben cumplir con determinadas características técnicas.
- **Método de inyección de trazadores:** a manera de trazador, se inyecta una masa adicional al fluido, tal que se pueda medir el paso del mismo a través del conducto. El trazador apropiado debe tener un comportamiento igual al del agua y se desplace a la misma velocidad. Sus propiedades químicas y físicas deben ser aquellas que no reaccionen con el agua, ni altere su densidad, viscosidad o temperatura, además sea fácilmente soluble en ella. Los trazadores pueden ser cualquiera de los siguientes

tipos: sólidos en suspensión, químicos solubles, químicos colorantes, isotópicos estables, isotópicos radioactivos naturales o radioactivos artificiales.

- **Método de aforo hidrométrico:** el caudal es calculado mediante la determinación del área de la sección, y la velocidad media a la cual el fluido la atraviesa. Dado que la dinámica del flujo no es homogénea, bien por la irregularidad de la sección o por la irregularidad de la velocidad respecto a la profundidad y cercanía a las riberas, es necesario obtener secciones homogéneas. El aforo del caudal de cada sección, será el caudal total del fluido.
- **Método de diferencia de presiones:** mediante un tubo instalado en la tubería, de tal manera que uno de sus extremos esté inmerso en el fluido apuntando en dirección opuesta a la del flujo, y el otro extremo de manera perpendicular al mismo, es posible determinar la velocidad a la cual el líquido fluye, analizando la diferencia de presiones que se da en los extremos del tubo. Un caudal puede ser medido por el método de diferencia de presiones, de dos maneras: por medio del tubo Pitot, que mide la presión total producto de la velocidad del flujo; y por medio del tubo Prandtl, que mide la presión dinámica.

2.2 ESTÁNDAR IEC 60041

El protocolo 60041⁴ de la *International Electrotechnical Commission* – IEC, estandariza las pruebas que han de ser realizadas sobre turbinas y bombas hidráulicas acopladas a un generador o motor eléctrico, respectivamente, con el fin de determinar el cumplimiento de las garantías ofrecidas por el fabricante de las mismas.

Como resultado de las pruebas se obtiene la eficiencia del grupo turbina-generador, o motor-bomba, según corresponda. Para lo cual el documento define las variables físicas, mecánicas y eléctricas a ser consideradas y medidas, y los arreglos correspondientes a las pruebas, los parámetros técnicos de los instrumentos de medición, el máximo error permitido en las mediciones, y el tratamiento y presentación de los datos obtenidos.

Las pruebas descritas en el estándar IEC 60041, aplican para las bombas y turbinas de reacción y de impulso en todo rango de cabeza hidráulica, y define el comportamiento de las mismas en estado estable y en estado transitorio. En esta sección, se presenta el resumen de lo respectivo a las turbinas hidráulicas, haciendo énfasis en lo relevante a la determinación de su eficiencia.

⁴ IEC 60041-1991: *Field acceptance tests to determine the hydraulic performance of hydraulic turbines, storage pumps and pump-turbines* [30].

Tras la construcción de una turbina hidráulica, el fabricante de la misma debe garantizar los valores de potencia mecánica, caudal, eficiencia, presión, y velocidad rotacional. Adicionalmente, deben reportarse los valores de Energía Específica Hidráulica a los cuales están referenciadas las garantías en cuestión.

En general, la prueba consiste en la determinación de la potencia hidráulica del agua que fluye por la turbina, y de la potencia mecánica entregada por la misma, mediante la medición de la potencia eléctrica en bornes del generador acoplado, del caudal, y de las variables involucradas en el cálculo de la Energía Específica Hidráulica del agua presente en la turbina. Adicionalmente, el estándar en cuestión propone el método termodinámico para la determinación de la eficiencia únicamente de la turbina, que puede ser llevado a cabo si las partes involucradas en la prueba lo decidiesen.

Todas las fórmulas relacionadas a continuación, son tomadas directamente del TEXTO estándar.

2.2.1 Organización de la prueba

2.2.1.1 Participantes en la prueba

Para llevar a cabo la prueba, el fabricante de la turbina y el comprador de la misma, quienes son las partes a quienes concierne la verificación de las garantías, en común acuerdo deben designar un Jefe de Pruebas, quien tendrá entre sus funciones supervisar las calibraciones, mediciones y cálculos propios de la prueba. El Jefe de Pruebas debe ser una persona independiente a las dos partes.

Las personas que el fabricante y el comprador seleccionen para que los representen en el desarrollo de los ensayos descritos en el estándar, deben demostrar experiencia y suficiencia en conocimiento del uso de los equipos de medida.

2.2.1.2 Disposición de información relevante

Previo al inicio de la prueba, es necesario relacionar toda la información que pueda ser relevante para el desarrollo de la misma, tal como documentos, certificados, especificaciones de los equipos y sistemas propios de la unidad hidráulica. Lo anterior debe estar relacionado en un documento puesto a disposición del Jefe de Pruebas.

Debe ser realizado un recorrido por las instalaciones de la planta hidráulica, con el fin de inspeccionar las condiciones de la misma y del funcionamiento de sus equipos y sistemas. Durante la inspección se debe verificar la veracidad de la información relevante puesta a disposición del Jefe de Pruebas. Luego, se tomarán mediciones preliminares de las dimensiones de las tuberías que alimentan la turbina y del nivel inicial de embalse.

2.2.1.3 Designación del programa general, instrumentos de medición y observaciones generales

La programación general de la prueba será designada en común acuerdo entre las partes, y consiste en la determinación de tres aspectos: la selección de las Energías Hidráulicas Específicas bajo las cuales será realizada la prueba, en caso de que las garantías hayan sido referidas a un valor específico; la selección de la máquina a probar que represente el grupo de máquinas con iguales características; y el alcance y duración de la prueba, según los métodos de medición de las variables involucradas en el desarrollo de la misma.

Todos los instrumentos que sean utilizados en la medición de variables mecánicas y eléctricas, deben ser calibrados antes y después de la prueba, según las instrucciones propias del dispositivo. Todo procedimiento de calibración debe ser atestiguado por representantes de las partes involucradas en la prueba, y la calibración posterior al desarrollo de la misma puede ser omitida si esto es acordado entre el comprador y el fabricante de la turbina. Adicionalmente, debe ser realizada una verificación del acceso a la lectura y registro de datos en los instrumentos de medida.

Finalmente, deben ser realizados cálculos preliminares con los que se determinen los niveles máximos y mínimos permisibles durante la prueba, de Energía Hidráulica Específica y de apertura de la válvula de aguja en turbinas Pelton o de álabes móviles en turbinas de reacción. Basado en los resultados arrojados en dichos cálculos, el Jefe de pruebas ha de diseñar las tablas en las cuales serán registrados los datos, y cuya tabulación determinará el resultado final del procedimiento.

2.2.2 Desarrollo de la prueba

Siendo la determinación de la eficiencia del grupo turbina-generador el objetivo general del desarrollo de la prueba, se hace necesaria la medición de la potencia eléctrica en bornes del generador, de la cabeza hidráulica y del caudal en la tubería forzada. Dichas mediciones deben ser realizadas cuando la máquina alcance condiciones de estado estable.

Adicionalmente, con el fin de determinar el cumplimiento de las garantías asociadas a las variaciones máximas de la presión del fluido al interior de la máquina y de la velocidad rotacional de la misma, deben ser llevadas a cabo mediciones mientras la máquina es sometida a condiciones de estado transitorio. La descripción de éstas últimas no entra en el alcance del presente resumen.

2.2.2.1 Corrida, punto y prueba

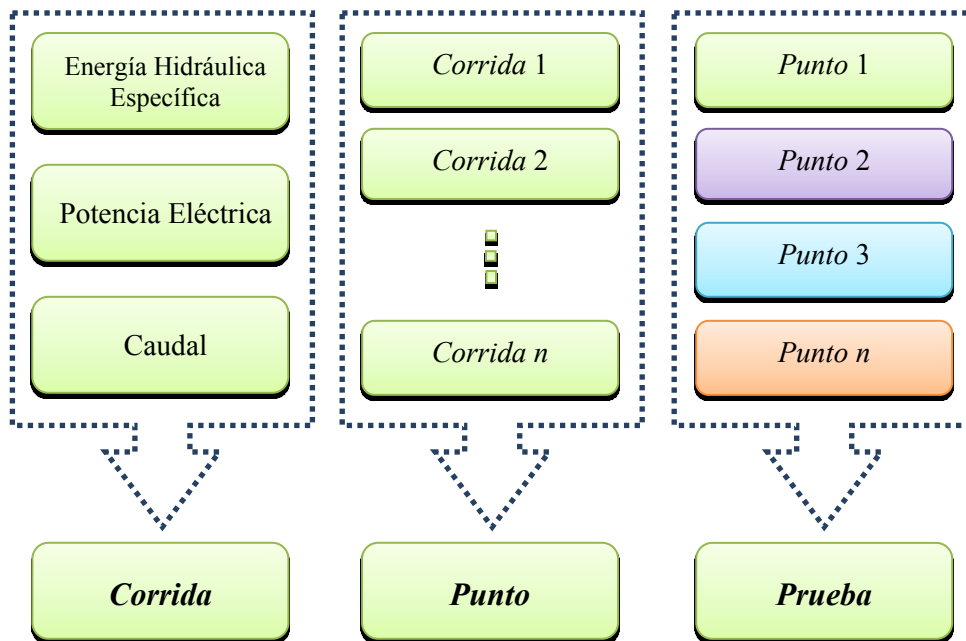


Figura 5. Corrida, punto y prueba. Fuente: el autor.

El estándar IEC 60041 define una *corrida* como el conjunto de mediciones y registros de las variables necesarias para calcular el comportamiento de la máquina ante una determinada condición de operación.

Un *punto* es establecido con una o más *corridas* consecutivas bajo la misma condición operativa. Y, finalmente, la prueba se considera realizada cuando son obtenidos varios puntos con los que sea posible trazar una curva del comportamiento del turbogruppo ante varias condiciones operativas. Lo anterior es representado gráficamente en la Figura 5.

Para obtener una adecuada curva del comportamiento de la turbina, deben ser obtenidos preferiblemente 8 ó 10 puntos, y cuando menos 6. Cada punto debe ser obtenido de una o más *corridas*, donde el número de medidas tomadas para cada una de estas depende del método de medición usado, siendo mínimo 5 mediciones en un determinado intervalo de tiempo, acordado entre las partes. Lo anterior con fines de ajuste estadístico.

Dadas las restricciones de estabilidad que puedan presentarse en determinadas plantas hidráulicas, el estándar IEC 60041 propone dos variantes para consecución de la prueba:

- **Método A:** Consiste en obtener un número de *puntos* sobre un rango de condiciones operativas y dibujar la curva del desempeño de la máquina frente a las mismas. Este método es usado cuando debe ser obtenida la curva anteriormente mencionada, o cuando solo sea posible mantener las condiciones de estabilidad durante un corto periodo de tiempo.
- **Método B:** Consiste en realizar mediciones de uno o pocos *puntos*, de manera repetitiva. Este método es usado cuando se debe obtener el comportamiento de la máquina ante una condición operativa específica, y solo cuando las condiciones de estabilidad pueden ser sostenidas durante todo el desarrollo de la prueba.

2.2.2.2 *Condiciones de estabilidad*

Se considera que se ha perdido estabilidad cuando suceden fluctuaciones de hasta un segundo de duración en los valores de Energía Hidráulica Específica, velocidad rotacional, caudal o potencia, frente a los valores promedios esperados durante la *corrida*.

En cuanto a magnitud, una fluctuación en una *corrida* está definida como variaciones mayores a:

- $\pm 1,5\%$ del valor promedio de potencia eléctrica
- $\pm 1,0\%$ del valor promedio de la Energía Hidráulica Específica
- $\pm 0,5\%$ del valor promedio de la velocidad rotacional

2.2.2.3 *Eficiencia*

La norma IEC 60041 define la eficiencia del grupo turbina-generador según la ecuación (4).

$$\eta = \frac{P}{P_H} \quad (4)$$

Donde,

- P Potencia mecánica de la turbina, expresada en vatios y calculada con la ecuación (5).
- P_H Potencia hidráulica del agua en la turbina, expresada en vatios y calculada con la

ecuación (6).

2.2.2.4 *Potencia Mecánica (P)*

$$P = P_a + P_b + P_c + P_d + P_e - P_f \quad (5)$$

Donde,

- P_a Potencia eléctrica medida en bornes del generador, expresada en vatios.
- P_b Pérdidas mecánicas y eléctricas en el generador, expresadas en vatios.
- P_c Pérdidas mecánicas en los cojinetes del generador, expresadas en vatios.
- P_d Pérdidas mecánicas en todos los elementos rotativos externos al generador, expresadas en vatios.
- P_e Potencia eléctrica suplida a los equipos y sistemas auxiliares del turbogruppo, expresada en vatios.
- P_f Potencia eléctrica de los equipos y sistemas auxiliares del turbogruppo, suplida por otra fuente de energía, expresada en vatios.

Las Pérdidas mecánicas P_b , P_c y P_d deben ser calculadas antes del día de la prueba, mediante la aplicación del estándar IEC 60034. La descripción de tal procedimiento no está dentro del alcance del presente resumen.

2.2.2.5 *Potencia Hidráulica (P_H)*

$$P_H = E(\rho Q) \pm \Delta P_H \quad (6)$$

Donde,

- E Energía Hidráulica Específica, expresada en J/Kg.
- (ρQ) Tasa de flujo de masa a través de la turbina, expresada en Kg/s. Para su cálculo, se hace necesaria la medición del caudal Q y de la densidad ρ .
- ΔP_H Factor de corrección, expresado en vatios, cuyo valor es determinado tras el análisis de las condiciones contractuales.

Para determinar la eficiencia, y las potencias mecánica e hidráulica, las magnitudes a medir durante la prueba, son:

- Caudal
- Energía Hidráulica Específica
- Potencia eléctrica

Dado que los valores de potencia mecánica y eficiencia son garantizados por el fabricante para valores puntuales de Energía Específica Hidráulica, el estándar IEC 60041 no precisa la selección de niveles de embalse a los cuales deban ser realizadas las pruebas; éstos deben corresponder a los valores indicados por el fabricante de la turbina, o en común acuerdo entre las dos partes.

2.2.3 Métodos de medición

A continuación, son resumidos los métodos de medición recomendados en el estándar IEC 60041, para el caudal y la potencia eléctrica. El método de determinación de la Energía Específica Hidráulica es mostrado en el Anexo 3 del presente documento.

2.2.3.1 Caudal

En el estándar son especificados 8 métodos de medida de caudal, de los cuales recomienda usar al menos 2 durante la prueba:

- Método de los correntómetros
- Método de los Tubos Pitot
- Método presión-tiempo
- Método de los trazadores
- Medición mediante diques
- Método de diferenciales de presión estandarizados
- Medición mediante la estimación de la variación del volumen de agua
- Método acústico de ultrasonidos

El detalle técnico de cada uno de los métodos anteriormente mencionados, pueden ser verificados directamente en el texto original del estándar en cuestión.

2.2.3.2 Potencia Eléctrica

Para llevar a cabo la medición de la potencia eléctrica generada en el generador acoplado a la turbina bajo prueba, deben ser utilizados los instrumentos propios de la unidad, siempre que se verifique su calibración y precisión. Si las partes así lo decidieran, la medición podría ser realizada con instrumentos adicionales.

Para lo anterior, en el estándar IEC 60041 es explicada la medición de la potencia eléctrica en sistemas monofásicos y trifásicos, mediante el uso de uno o dos vatímetros.

2.2.4 Métodos de Integración

Una vez son tomados todos los datos, y finalizada la prueba, el Jefe de Pruebas determinará el método de integración de los resultados, que brinde el mejor ajuste estadístico a los mismos. Lo anterior, debido a que durante la prueba las mediciones son de carácter discreto.

2.3 COMPARACIÓN CUALITATIVA ENTRE EL ACUERDO CNO 360 DE 2006 Y EL ESTÁNDAR IEC 60041

Con el fin de analizar el protocolo de pruebas mediante el cual es estimado el Factor de Conversión hidráulico de las centrales hidroeléctricas del SIN, en la *Tabla 3* es llevada a cabo una comparación entre el Acuerdo 360 de 2006 del Consejo Nacional de Operación y el estándar 60041 de la *International Electrotechnical Commission*, tomando como referencia el primero mencionado.

Tabla 3. Cuadro comparativo, discriminados los principales aspectos de la prueba para la determinación del Factor de Conversión Hidráulico. Fuente: el autor.

	ACUERDO CNO 360 DE 2006	IEC 60041
Objetivo	Obtener la Curva Factor de Conversión Vs nivel de embalse de una central hidroeléctrica con o sin embalse, de tal manera que pueda obtenerse un único valor de factor de conversión para la central.	Llevar a cabo las pruebas con las que se pueda determinar el cumplimiento de las garantías realizadas por el fabricante de la turbina al comprador de la misma. Dichas garantías están hechas sobre valores de eficiencia, potencia mecánica, caudal, presión al interior de la máquina y velocidad rotacional.
Alcance	La prueba ha de realizarse sobre las turbinas hidráulicas del SIN, bien sean tipo Pelton, Francis o Kaplan, para todo rango de cabeza hidráulica, caudal y potencia eléctrica. Su realización es de carácter obligatorio para las unidades que generen más de 10 MW.	Aplica para todo tipo de turbina hidráulica, de acción o reacción, en todo rango de cabeza hidráulica y caudal, acoplada a generadores eléctricos, cuyo fin sea la generación de energía eléctrica, definiendo su comportamiento tanto en estado estable, como en estado transitorio. Aplica también para bombas hidráulicas. La prueba puede no ser realizada, si así el fabricante y el comprador de la turbina lo decidieran.
Producto	Curva Factor de Conversión Vs Nivel de embalse, que deberá estar extrapolada para que cubra el rango entre los niveles mínimo técnico y máximo físico de su embalse; y el Factor de Conversión medio.	Eficiencia del turbogruppo, potencia mecánica, potencia hidráulica y Energía Hidráulica Específica.
Vigencia del producto	Para la Curva Factor de Conversión Vs nivel de embalse, será de cinco años. El valor del Factor de Conversión medio debe ser calculado anualmente.	Los resultados no tienen vigencia, pues representan el estado de la máquina en el momento de la recepción de la misma.

Auditoría	De una lista de firmas preseleccionadas por el CNO, el agente propietario de la unidad bajo prueba debe contratar un auditor, que se encargará de registrar los datos tomados y realizará los cálculos permanentes. El informe entregado por el auditor será documento oficial.	En común acuerdo, el fabricante y el comprador de la turbina deben seleccionar un tercero ajeno a ambas partes, denominado Jefe de Pruebas, que estará a cargo de dirigir todos los procedimientos realizados, realizar los cálculos pertinentes, y emitir el dictamen oficial de cumplimiento de garantías.
Duración	Al menos una hora desde el momento en el que la máquina alcanza condiciones de estabilidad.	Se recomienda un promedio de 5 minutos por <i>corrida</i> . No obstante, se indica que la duración debe ser acordada por las partes y aprobada por el Jefe de Pruebas, quien evaluará el tiempo seleccionado tomando como criterio las especificaciones técnicas del método de medición de caudal. Como condición, el tiempo seleccionado debe ser igual para todas las <i>corridas</i> de cada <i>punto</i> , e igualmente para todos los <i>puntos</i> tomados durante la prueba. Se requiere un método de integración de los resultados.
Condiciones de estabilidad	Es responsabilidad del propietario de la central, dar inicio a la prueba cuando hubiese determinado que la máquina ha alcanzado condiciones estables. Dado que tales condiciones no están detalladas en el documento, la estabilidad de la máquina sólo es verificada mediante la toma de datos instantáneos.	Detalla las variaciones máximas permisibles en magnitud para cada una de las variables bajo medición. Además, detalla los procesos necesarios para realizar mediciones mientras en la turbina las variables son sometidas a estados transitorios.
VARIABLES bajo medición	<ul style="list-style-type: none"> • Potencia eléctrica en frontera comercial de la central. • Caudal turbinado • Nivel de embalse 	<ul style="list-style-type: none"> • Potencia eléctrica en bornes del generador • Caudal • Presión del agua en las secciones de alta y baja presión de la turbina. • Densidad del agua. • Área de la tubería de la turbina. • Nivel de embalse • Pérdidas mecánicas en las partes móviles de la turbina.

Medición del Caudal	<ul style="list-style-type: none"> • Método de ultrasonido • Método de inyección de trazadores • Método del aforo hidrométrico • Método de diferencia de presiones <p>Para los anteriores métodos, son descritas las generalidades de cada uno, incluyendo una breve descripción de la formulación y las restricciones de su uso.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Método de los correntómetros • Método de los Tubos Pitot • Método presión-tiempo • Método de los trazadores • Medición mediante diques • Método de diferenciales de presión estandarizados • Medición mediante la estimación de la variación del volumen de agua • Método acústico de ultrasonidos <p>Son descritas de manera muy detallada, las características de los equipos y sistemas a usar en cada método. Se recomienda el uso de al menos dos métodos simultáneamente, y la previsión de los mismos durante la construcción de la central.</p>
Determinación de los niveles de embalse	<p>La prueba se realiza en cuatro niveles de embalse diferentes, asociados a los percentiles 25, 50, 75 y 90 del conjunto de datos conformado por las frecuencias de los niveles diarios reportados del embalse, para el periodo de 5 años calendario que terminan el 31 de diciembre del año inmediatamente anterior al cual se hace el respectivo cálculo.</p>	<p>No describe método alguno para la determinación del nivel de embalse al cual ha de realizarse la prueba. En lugar de eso, indica que las pruebas serán realizadas a los valores de Energía Específica Hidráulica a los que fueron reportadas las garantías del fabricante.</p>
Casos especiales	<p>Describe el protocolo de pruebas para la determinación del Factor de Conversión para las plantas consideradas nuevas en el SIN; para las plantas filo de agua; y para las unidades y/o centrales que estén en proceso de reincorporación.</p>	<p>No se describen casos especiales. La prueba solo ha de realizarse sobre unidades de generación hidroeléctrica con embalses asociados.</p>

CAPÍTULO 3: HEAT RATE

3.1 PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR LA PRUEBA DEL HEAT RATE PARA LAS PLANTAS TÉRMICAS DEL SIN

La prueba del Heat Rate para plantas térmicas del SIN, y que adicionalmente arroja el resultado de la Capacidad Efectiva Neta de las mismas, está contenido en el Acuerdo CNO 557 de 2011.

En la Figura 6 se muestra el esquema general del proceso para obtener el Heat Rate. En general, la prueba consiste en la medición de la energía eléctrica generada, operando a plena carga y con los sistemas auxiliares necesarios para su operación, durante un determinado periodo de tiempo, y del combustible consumido para tal generación. El valor obtenido del Heat Rate tiene una vigencia de 5 años, tras lo cual la prueba deberá ser realizada nuevamente.

La formulación matemática que sea mostrada a continuación, es tomada directamente del Acuerdo en cuestión.

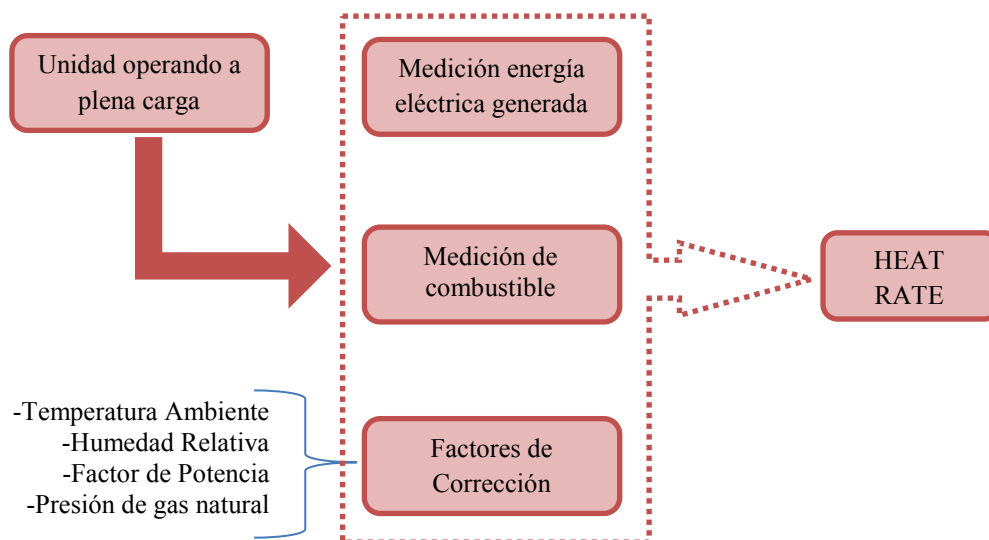


Figura 6. Esquema resumen de la prueba de estimación del Heat Rate de plantas térmicas. Fuente: el autor.

El operador de la unidad escogerá un auditor entre una lista de opcionados aprobada por el Consejo Nacional de Operación, el cual tendrá la función de velar por la correcta aplicación de la prueba, y cuyo informe será el documento oficial de la misma. Los costos de tal auditoría serán asumidos por el propietario de la unidad.

3.1.1 Características de los Instrumentos de Medición

Para la medición de energía eléctrica neta en las fronteras comerciales de la central, se usarán instrumentos que cumplan con lo dispuesto en el código de medida. Para la medición de la energía eléctrica bruta en los bornes del generador, se usarán los vatímetros propios de la unidad, de igual manera para la medición del Factor de Potencia.

Para las plantas que operen con gas natural, la medición del combustible será realizada mediante medidores de flujo que cumplan con el máximo error establecido en el Reglamento Único de Transporte –RUT. Adicionalmente, dichos medidores deben contar con fecha de verificación no mayor a un año, y la correspondiente acta de verificación debe ser expedida por el Transportador (de gas natural), o por una entidad competente.

Para las plantas que operen con combustibles líquidos, se utilizarán medidores de flujo cuyo error máximo sea de 0.5%.

Para las plantas que operen con carbón, la medición del mineral consumido por la unidad durante la prueba, se hará con los alimentadores gravimétricos propios de la planta. Si la misma tiene alimentadores volumétricos, se hará la medición del volumen del carbón consumido, siempre y cuando un laboratorio competente certifique la densidad del mismo. Si la central no cuenta con ninguno de los dos elementos anteriormente mencionados, la medición será realizada con las básculas de las cintas transportadoras.

Para las turbinas de combustión, se deberá realizar la medición de temperatura ambiente y de humedad relativa. La precisión del termómetro y del psicrómetro utilizados para dichas mediciones, deben cumplir con una precisión dentro del rango $\pm 0.5^{\circ}\text{C}$.

3.1.2 Procedimiento de la Prueba

Las pruebas serán realizadas con la unidad trabajando a plena carga, y conectados a la misma todos sus equipos y sistemas auxiliares. La prueba será iniciada cuando el operador de la unidad considere que los parámetros de operación se encuentran estables.

3.1.2.1 Unidades a Gas Natural o Combustibles Líquidos

La prueba tendrá una duración de una hora, durante la cual se tomarán lecturas acumuladas, que serán la base de los cálculos del Heat Rate, y lecturas instantáneas usadas para monitorear las condiciones de operación de la unidad.

- **Lecturas Acumuladas:** La energía eléctrica neta se medirá tomando las lecturas de los medidores propios de la planta y/o unidad. El consumo de combustible durante la prueba se medirá tomando las lecturas inicial y final del medidor correspondiente. Si los medidores de energía eléctrica o combustible cuentan con software de registro automáticos, serán estos los valores oficiales de la prueba.
- **Lecturas Instantáneas:** Serán tomadas cada 10 minutos, mediciones instantáneas del flujo de combustible, generación bruta y factor de potencia. Para las unidades con turbinas de combustión, serán tomadas lecturas instantáneas de la temperatura ambiente. El promedio de aquellas lecturas, son usadas posteriormente para el cálculo de los Factores de Corrección.
- **Muestreo de Combustibles:** Se tomarán dos muestras del combustible, una al inicio y la otra al final de la prueba, que serán enviadas a un laboratorio diferente al de la planta, con el fin de obtener las propiedades físicas del combustible.

3.1.2.2 Unidades a Carbón

La duración de la prueba será de una hora si la medición de combustible se hace mediante alimentadores gravimétricos. De no tener estos equipos, pero es posible suspender la alimentación de carbón al finalizar la prueba, la duración de la misma será de dos horas. Si no se cuenta con tal posibilidad, la duración de la prueba será de cuatro horas.

- **Lecturas Acumuladas:** La energía eléctrica neta se medirá tomando las lecturas de los medidores propios de la planta y/o unidad.
En las centrales que no cuenten con alimentadores gravimétricos o volumétricos, se podrá utilizar el método de la tolva llena⁶. Cuando sea utilizado éste método, se debe garantizar que el nivel de referencia sea suficiente para el suministro de carbón durante la prueba; que las tolvas no sean alimentadas; que el carbón de reposición tenga las mismas características físicas del carbón consumido; y que el nivel de referencia sea el mismo al principio y al final de la prueba. En tal caso la prueba tendrá una duración de dos horas.
En aquellas centrales en las que sea realizado el método de la tolva llena, y que no sea posible la sustitución de combustible, durante la prueba se alimentará la tolva de manera periódica de tal manera que se alcance nuevamente el nivel de referencia. Durante las cuatro horas de duración que tendrá la prueba, se cuenta la cantidad de carbón necesaria.

⁶ Al inicio de la prueba se determina un nivel de carbón de referencia en la tolva y durante la prueba le es suspendida la alimentación del mineral. Al finalizar, siempre que sea posible la sustitución de combustible a la caldera, se reponer la cantidad de carbón necesaria para llegar al nivel de referencia, que será cuantificada como la cantidad consumida.

- **Lecturas Instantáneas:** Se tomarán lecturas instantáneas del flujo de carbón, generación en bornes del generador y Factor de Potencia, cada diez minutos para las plantas con alimentadores gravimétricos o volumétricos, o cada treinta minutos para las plantas que efectúen la prueba mediante el método de la tolva llena. El promedio de aquellas lecturas, son usadas posteriormente para el cálculo de los Factores de Corrección.
- **Muestreo del Combustible:** Si en la central existe la facilidad de tomar muestras del carbón, serán tomadas cada veinte minutos; de lo contrario, la periodicidad de la toma será acordada entre el propietario de la planta y el auditor. Las muestras, una vez homogeneizadas y cuarteadas, serán divididas en dos partes: una para un laboratorio competente que determine los análisis próximo y último, y los valores HHV y LHV del mineral. La otra parte será conservada como material testigo del muestreo.

3.1.3 Factores de Corrección

El resultado del Heat Rate y de la Capacidad Efectiva Neta para la planta a la que se realizó la prueba, será corregido según sea necesario, así:

- **Corrección por temperatura ambiente:** En turbinas de combustión, se ajustarán los resultados obtenidos a temperatura ambiente durante la prueba, usando las curvas del fabricante, para que éstos representen el valor a temperatura media multianual.
- **Corrección por humedad relativa:** Solo para turbinas que tengan sistemas de enfriamiento del aire de admisión, se ajustarán los resultados obtenidos con la humedad relativa durante la prueba, usando las curvas del fabricante, para que éstos representen el valor a humedad relativa media multianual.
- **Corrección por Factor de Potencia:** El Factor de Potencia durante la prueba deberá ser el de valor de diseño del generador. Si el promedio de los valores instantáneos tomados para dicha variable durante la prueba, resulta en un Factor de Potencia distinto, debe ser realizada la corrección usando las curvas del fabricante.
- **Corrección por presión:** Debe ser realizada cuando la medición de la presión del gas natural en la central al momento de la prueba, difiera del valor de la presión para el cual el Instituto Colombiano de Petróleos calculó el poder calorífico del combustible.

3.1.4 Documentos de la Prueba

El desarrollo de la prueba para la estimación del Heat Rate será registrado en dos documentos: el Protocolo de Pruebas, en el que será consignada la información general de la planta, la turbina y los instrumentos de medición; y el Informe de Pruebas, que consigna los resultados de la misma y las observaciones particulares. El contenido de dichos documentos es mostrado en la *Tabla 4*.

Tabla 4. Contenido de los documentos de la prueba para la estimación del Heat Rate. Fuente: el autor.

DOCUMENTO	INFORME DE PRUEBAS	PROTOCOLO DE PRUEBAS	ANEXOS
CONTENIDO DEL DOCUMENTO	<ul style="list-style-type: none"> -Nombre de la planta y número de unidad. -Representante legal y operador. -Auditor. -Resultados de la prueba. -Observaciones particulares. 	<ul style="list-style-type: none"> -Datos generales de la unidad. -Fecha y hora de la prueba. -Ciclo de la turbina. -Fabricante de la turbina y el generador. -Potencias bruta y neta nominales. -Horas de operación desde el último mantenimiento. -Temperatura y humedad relativa multianual. -Datos instrumentos de medición. -Valores instantáneos tomados. -Valores acumulados tomados. -Factores de Corrección. -Resultado Heat Rate. -Resultado Capacidad Efectiva Neta. 	<ul style="list-style-type: none"> -Curvas de corrección del fabricante. -Curvas de corrección por Factor de Potencia para el generador y el transformador elevador asociado al mismo. -Certificado de calibración de los elementos de medida. -Diagrama que muestre el sistema de medición. -Resultado de análisis de laboratorio sobre los combustibles. -Certificación del IDEAM de temperatura media multianual y humedad relativa media multianual. -Unifilar indicando punto de medida.

3.2 ESTÁNDAR IEC 60953-1⁷

De manera general, la prueba de aceptación con la cual se determina el Heat Rate de una turbina de vapor según la *International Electrotechnical Commission*, consiste en la medición de la potencia eléctrica y del flujo de agua al interior del ciclo que finalmente alimenta la turbina, y de la determinación de la entalpía específica en la entrada y salida de los cilindros de alta y baja presión. Los resultados arrojados son de alta precisión, dados los estrictos requerimientos⁸ técnicos de los instrumentos de medida.

⁷ *Rules for steam turbine thermal acceptance test, method A – high accuracy for large condensing steam turbines* [224].

⁸ La introducción del estándar IEC 60953-1, describe que la prueba descrita es la adecuada cuando se requieran resultados de alta precisión.

El objetivo general de la prueba, es comprobar los valores de potencia mecánica de salida, de flujo de vapor, de eficiencia térmica y de Heat Rate, de eficiencia termodinámica y de velocidad de rotación de la turbina, que son garantizados al comprador de la misma por el fabricante de ésta. Por lo que son éstos dos los participantes y encargados de los arreglos necesarios y del desarrollo para el ensayo. La duración de la prueba, que puede ser determinada en común acuerdo entre las dos partes, será mínimo de una hora, aunque es recomendado en el estándar que sean dos horas.

En virtud de lo anterior, el estándar define el alcance y objetivos de la prueba; su planeación, preparación y dirección; y las variables a medir, y los métodos para tal fin.

3.2.1 Alcance y objetivos

El procedimiento descrito en el estándar IEC 60953-1 es aplicable a grandes turbinas⁹ de vapor, con sistema de condensación, acopladas a generadores eléctricos, que sean utilizadas en centrales termoeléctricas y nucleares; y tiene como objetivos específicos la determinación de la eficiencia térmica y Heat Rate, de la eficiencia termodinámica a condiciones específicas de flujo de vapor, y de la potencia máxima de salida y/o la mayor capacidad de flujo de vapor.

3.2.2 Planeación y preparación de la prueba

3.2.2.1 Acuerdos previos

El comprador y el fabricante de la turbina deberán seleccionar en común acuerdo, la persona que actuará como director de la prueba, tal que esté bajo su responsabilidad la ejecución y supervisión de los procedimientos, la aprobación del personal presente y el cómputo y entrega de los resultados finales.

En lo posible, los métodos de medición y la ubicación de los instrumentos de medida de flujo y de calidad de vapor y de agua, y de medida de temperatura y de presión, debe ser determinada entre el comprador y el fabricante de la turbina en la etapa de diseño de la central termoeléctrica. De no ser así, los métodos y la ubicación de los instrumentos han de ser seleccionados en común acuerdo, considerando las restricciones físicas que se dieran al lugar.

Con la intención de minimizar el deterioro en el rendimiento de la máquina y el riesgo de daño de la misma, se considera conveniente que las pruebas de aceptación sean realizadas dentro de las siguientes ocho semanas posteriores a la primera sincronización. De no ser esto posible, el momento para la realización de la prueba será aquel fijado en común acuerdo.

3.2.2.2 Condiciones de la prueba

Para dar inicio a la prueba, deben ser verificadas las condiciones generales de la planta: en cuanto a la turbina, mediante la verificación de la no existencia de fugas ni elementos que impidan el flujo de vapor; en cuanto al generador eléctrico y el acople al mismo, mediante la verificación de las condiciones de operación dadas por el fabricante del mismo; en cuanto al condensador, mediante la verificación del diferencial de temperatura de los fluidos de entrada y de salida; y, finalmente, en cuanto al ciclo del vapor, mediante la verificación de los elementos en los que se pudiesen presentar fugas de calor. Las condiciones de estabilidad serán verificadas mediante los valores dados en la *Tabla 5*.

⁹ No especifica la medida con base en la cual se determina una turbina de vapor como “grande”.

Para la selección del estado de carga bajo el cual la prueba será realizada, ha de considerarse que: 1) a capacidad nominal, la máquina presentará su mejor rendimiento, por lo que el comprador verá los mejores resultados de la prueba; 2) la capacidad debe ser determinada tal que tanto el fabricante como el comprador de la turbina puedan observar un rendimiento que refleje estados probables de operación. Dado lo anterior, se recomienda realizar la prueba para más de un estado de carga, tal que se pueda realizar una interpolación de los resultados.

Finalmente, se deben tomar datos iniciales de las siguientes variables:

- Presiones y temperaturas en la turbina
- Potencia eléctrica
- Grado de abertura de las válvulas del sistema
- Fugas de vapor

De considerarlo necesario, el director de la prueba puede llevar a cabo ensayos preliminares a guisa de entrenamiento del personal, en los minutos anteriores al desarrollo de la prueba.

Tabla 5. Condiciones de estabilidad a cumplir durante la prueba. Fuente: el autor.

Variable	Máxima fluctuación respecto al valor nominal
Presión del vapor	±3% de la presión absoluta
Presión en el exosto	±2.5% de la presión absoluta
Temperatura del agua de alimentación	±8°C
Potencia eléctrica	±5%
Voltaje	±5%
Factor de potencia	Puede variar entre la unidad, y el valor nominal menos 0.05

3.2.3 Desarrollo de la prueba

3.2.3.1 Variables¹⁰

El valor del Heat Rate de la turbina de vapor bajo prueba, está en función del valor de eficiencia térmica de la misma. Considerando que 1 KWh = 3412,14 BTU, esto puede ser expresado mediante la ecuación (7).

$$HR = \frac{3412,14}{\eta_t} \quad (7)$$

Donde,

HR Heat Rate de la turbina de vapor bajo prueba, expresado en BTU/kWh.

η_t Eficiencia térmica de la turbina de vapor bajo prueba.

¹⁰ La formulación matemática es tomada directamente del documento original.

Y a su vez,

$$\eta_t = \frac{P}{\dot{m}_1(h_1 - h_{11}) + \dot{m}_3(h_3 - h_2)} \quad (8)$$

Donde,

P	Potencia eléctrica, expresada en vatios, que, según se acuerde, bien puede ser la medida en bornes del generador, o la anterior menos la potencia de los servicios y sistemas auxiliares.
\dot{m}_1	Flujo de masa del vapor que entra al cilindro de alta presión, expresado en Kg/s.
h_1	Entalpía específica en el punto de entrada de vapor del cilindro de alta presión, expresada en J/Kg.
h_{11}	Entalpía específica a la salida del alimentador de agua, expresado en J/Kg.
\dot{m}_3	Flujo de masa del vapor que entra al cilindro de baja presión, expresado en Kg/s.
h_3	Entalpía específica en el punto de entrada de vapor del cilindro de baja presión, expresada en J/Kg.
h_2	Entalpía específica en el punto de salida de vapor del cilindro de alta presión, expresada en J/Kg.

De la ecuación (8), que expresa la eficiencia térmica de una turbina a vapor, se deduce que dicho valor es igual a la relación entre el trabajo obtenido, y el calor añadido al ciclo térmico; el término $\dot{m}_1(h_1 - h_{11})$ representa el calor añadido al vapor que entra a la turbina de alta presión, mientras que el término $\dot{m}_3(h_3 - h_2)$, representa lo mismo para la turbina de baja presión.

Dado lo anterior, las variables cuya medición son objeto de la prueba de aceptación, son:

- Potencia eléctrica
- Flujo de agua
- Presión
- Temperatura

Adicionalmente, la prueba de aceptación descrita en el estándar IEC 60953-1 arroja como resultado la eficiencia termodinámica, la tasa de vapor, la máxima capacidad de flujo de vapor y la potencia máxima de salida, para la turbina bajo prueba. Sin embargo, el análisis de dichos procedimientos sale del alcance del presente resumen.

3.2.3.2 Métodos de medición

Para la potencia eléctrica, que será medida en los bornes del generador, se usarán los instrumentos propios de la unidad. Si no se contara con éstos, o si bajo común acuerdo entre el comprador y el fabricante de la turbina, se decidiese usar otros instrumentos, se requiere que los transformadores de tensión y de corriente a usar sean, cuando menos, clase 0.5. De manera alternativa, el valor de la potencia eléctrica puede ser establecido con instrumentos de medida acumulada, como la relación entre la diferencia de los valores iniciales y finales registrados, y el tiempo de medida.

En cuanto al flujo de masa de agua, el método más usual es el de los dispositivos diferenciales de presión, que medirán tal magnitud entre los puntos de entrada y salida del agua, del equipo o sistema donde se requiera hacer la medición. Para que la prueba de aceptación sea exitosa, deben ser medidos los flujos en todos los puntos donde circule agua para el funcionamiento de la turbina. De existir fugas de agua o de vapor, éstas deben ser eliminadas. De no ser posible su eliminación, deberán ser cuantificadas. Además del flujo, debe ser determinada la densidad del agua o del vapor en los puntos de medición. Finalmente, los resultados del flujo de masa de agua deberán ser expresados en Kg/s. De manera alternativa, el valor ésta variable puede ser establecido con instrumentos de medida acumulada, como la relación entre la diferencia de los valores iniciales y finales registrados, y el tiempo de medida.

Respecto a las mediciones de presión, éstas deben ser realizadas tan cerca como sea posible de la válvula final de la turbina de alta presión. También se debe realizar tal medición sobre el punto de entrada a la turbina de baja presión, y en cada una de las bombas usadas para el condensador. En el estándar IEC 60953-1 son detalladas las especificaciones técnicas de los instrumentos a usar para las mediciones a presiones superiores e inferiores a 250 kPa¹¹.

Finalmente, se registrará la temperatura en los puntos donde sea medida la presión para la determinación de la entalpía específica. Para lo anterior, en el estándar en cuestión son detalladas las especificaciones técnicas de los equipos a usar.

Los instrumentos deben ser calibrados antes y después de la prueba. Lo anterior puede ser verificado por algún experto en la materia o también, según el acuerdo entre el fabricante y el comprador de la turbina, por éstos mismos.

3.2.3.3 Correcciones y evaluación de los resultados

Una vez medidas las magnitudes anteriormente descritas, y con ellas resueltas las ecuaciones (7) y (8), se hace necesaria la aplicación de ciertas correcciones. Esto, debido a que las magnitudes fueron medidas a determinadas condiciones, pero tanto el Heat Rate como la eficiencia térmica deben estar referenciadas a las condiciones con las cuales el fabricante de la turbina realizó las garantías.

En virtud de lo descrito, se hacen correcciones sobre la capacidad inicial de flujo de vapor y sobre la potencia eléctrica de salida.

3.3 ESTÁNDAR IEC 60953-2

La segunda parte del estándar 60953¹² de la *International Electrotechnical Commission* describe la prueba a ser realizada con el fin de estimar la eficiencia térmica de las turbinas de vapor con sistema de condensación, acopladas a generadores eléctricos. Los resultados

¹¹ Kilopascales

¹² *Rules for steam turbine thermal acceptance test, method B – wide range of accuracy for various types and sizes of turbines* [225].

obtenidos presentan altos niveles de precisión, y es aplicable a turbinas de todo tipo de tamaño.

El objetivo general de la prueba, es comprobar los valores de potencia mecánica de salida, de flujo de vapor, de eficiencia térmica y de Heat Rate, de eficiencia termodinámica y de velocidad de rotación de la turbina, que son garantizados al comprador de la misma por el fabricante de ésta. Por lo que son éstos dos los participantes y encargados de los arreglos necesarios y del desarrollo para el ensayo. La duración de la prueba, que puede ser determinada en común acuerdo entre las dos partes, será mínimo de 30 minutos, aunque es recomendado en el estándar que sean 60 minutos.

En virtud de lo anterior, el estándar define el alcance y objetivos de la prueba; su planeación, preparación y dirección; y las variables a medir, los métodos para tal fin, y los niveles de incertidumbre máximos que se pueden alcanzar.

3.3.1 Alcance y objetivos

El procedimiento descrito en estándar IEC 60953-2 es aplicable a turbinas de condensación de todo tipo de tamaño acopladas a generadores eléctricos, que sean utilizadas en centrales termoeléctricas y nucleares; y tiene como objetivos específicos la determinación de la eficiencia térmica y Heat Rate, de la eficiencia termodinámica a condiciones específicas de flujo de vapor, y de la potencia máxima de salida y/o la mayor capacidad de flujo de vapor.

3.3.2 Planeación y preparación de la prueba

Respecto a los arreglos previos que han de ser llevados a cabo entre el fabricante y el comprador de la máquina, las Partes I y II del estándar IEC 60953 comparten las mismas recomendaciones. Ver sección 3.2.2.1 del presente documento.

3.3.2.1 Condiciones de la prueba

Para dar inicio a la prueba, deben ser verificadas las condiciones generales de la planta: en cuanto a la turbina, mediante la verificación de la no existencia de fugas ni elementos que impidan el flujo de vapor; en cuanto al generador eléctrico y el acople al mismo, mediante la verificación de las condiciones de operación dadas por el fabricante del mismo; en cuanto al condensador, mediante la verificación del diferencial de temperatura de los fluidos de entrada y de salida; y, finalmente, en cuanto al ciclo del vapor, mediante la verificación de los elementos en los que se pudiesen presentar fugas de calor.

La prueba será realizada a capacidad nominal de la máquina, con las válvulas de admisión de los cilindros de alta y baja presión de la turbina, totalmente abiertas. La turbina se considerará en condiciones estables siempre que se cumplan los valores dados en la .

Finalmente, se deben tomar datos iniciales de las siguientes variables:

- Presiones y temperaturas en la turbina
- Potencia eléctrica
- Grado de abertura de las válvulas del sistema
- Fugas de vapor

De considerarlo necesario, el director de la prueba puede llevar a cabo ensayos preliminares a guisa de entrenamiento del personal, en los minutos anteriores al desarrollo de la prueba.

3.3.3 Desarrollo de la prueba

Respecto a las variables a medir, a los métodos con los cuales sus valores son determinados y a las correcciones a ser realizadas una vez finalizada la prueba, las Partes I y II del estándar IEC 60953 establecen las mismas recomendaciones. Ver secciones 3.2.3.1, 3.2.3.2 y 3.2.3.3 del presente documento.

3.3.3.1 Incertidumbre en los resultados

El estándar IEC 60953 detalla para cada instrumento de medición que recomienda, los niveles de incertidumbre resultantes en su uso. En función de los mismos se describe la incertidumbre de los resultados de la prueba. La Figura 7 nombra las variables sobre las cuales debe calcularse el valor de incertidumbre, y la categorización de las mismas para tal efecto.

Al finalizar las pruebas, se debe tener:

- Para turbinas de condensación con recalentadores, incertidumbre de $\pm 0.9 - 1.2$ unidades en la eficiencia térmica.
- Para turbinas de condensación con vapor saturado, incertidumbre de $\pm 1.1 - 1.6$ unidades en la eficiencia térmica.

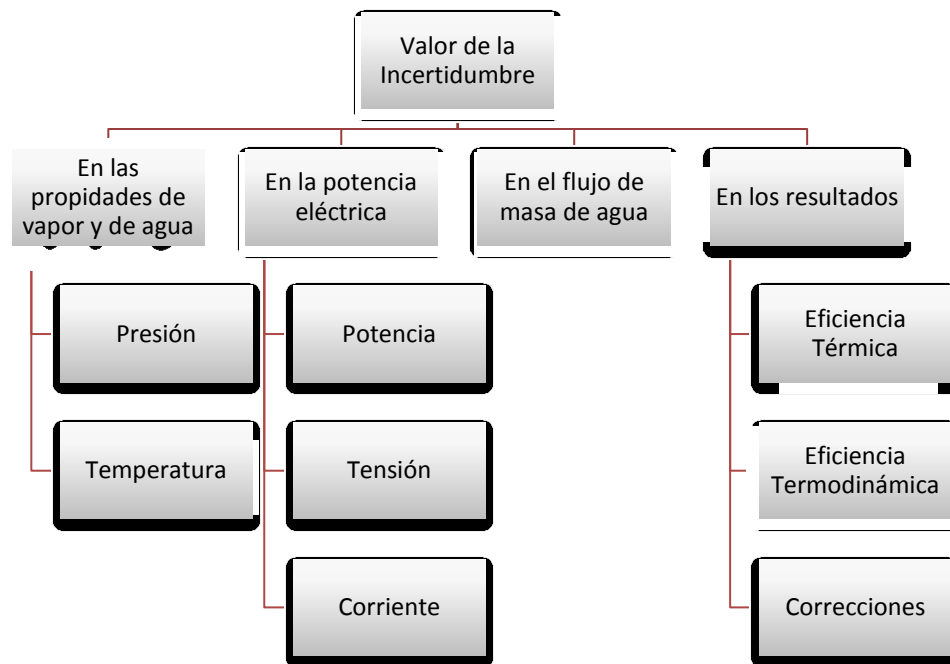


Figura 7. Variables sobre las que ha de ser calculada el valor de incertidumbre. Fuente: el autor.

3.4 ESTÁNDAR ISO 2314

Mediante el procedimiento recomendado por la *International Organization for Standardization* en su estándar ISO 2314¹³, es posible realizar la comprobación de las garantías dadas por el fabricante de la turbina al comprador de la misma. Aplica para turbinas a gas de todo tamaño, en ciclo abierto, ciclo cerrado, ciclo semi-cerrado y ciclo combinado. El esquema básico de una turbina a gas, según el estándar en cuestión, es mostrado en la Figura 8.

De manera general, la prueba consiste en la medición del combustible consumido durante un intervalo de tiempo y la potencia generada en el mismo periodo. Para que el resultado sea válido, el procedimiento será realizado tres veces consecutivas, con una duración de entre 5 y 20 minutos por vez. Dicho periodo será determinado en común acuerdo entre ellas partes involucradas en el ensayo.

Finalizada la prueba, se hace necesario llevar a cabo correcciones a los resultados, con el fin de referenciarlos a los valores de temperatura ambiente, humedad relativa y presión atmosférica a los cuales están referenciadas las garantías en el contrato de compra de la máquina.

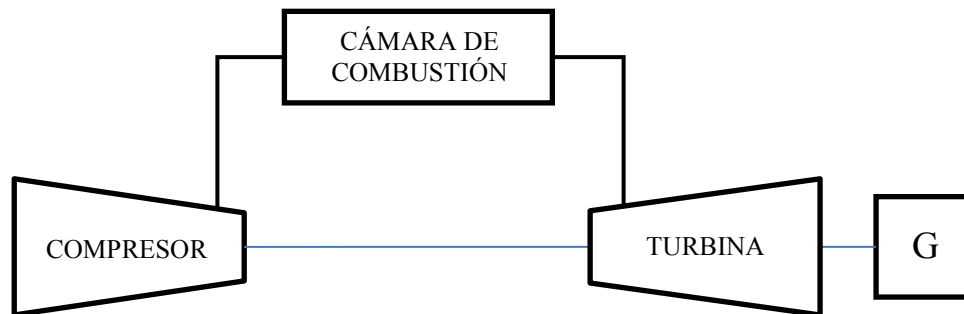


Figura 8. Esquema básico de una turbina a gas. Fuente: ISO [8].

3.4.1 Alcance y objetivos

La metodología descrita en el estándar ISO 2314 aplica a turbinas de gas de ciclo abierto, ciclo cerrado, ciclo semi-cerrado y ciclo combinado, acopladas a generadores eléctricos con fines de uso en centrales de generación termoeléctrica; y de cualquier tamaño.

Los objetivos específicos de la prueba descrita son la determinación, bajo específicas condiciones operativas, de: 1) la potencia de salida, 2) la eficiencia térmica, el Heat Rate y el consumo térmico, y 3) la suficiencia de los dispositivos de protección.

¹³ Gas turbines – acceptance tests [8].

3.4.2 Preparación de la prueba

Con el fin de evitar los efectos que el tiempo de operación de la turbina tenga sobre los resultados de la prueba, ésta debe ser realizada en un plazo máximo de tres meses contados a partir del momento de puesta en operación comercial. De no ser esto posible, el momento de realización será concertado entre el comprador y el fabricante de la máquina.

De manera preliminar, serán realizadas las pruebas que sean necesarias para determinar las condiciones generales de la planta, la verificación de los instrumentos de medida, y la familiarización a la metodología por parte del personal que estará presente durante el desarrollo de la misma.

Respecto al estado de carga de la turbina al momento de la prueba, la unidad será llevada a su capacidad nominal, y se considera que la máquina es estable cuando valor de la carga se mantiene en $\pm 2\%$ del valor de tal capacidad, y cuando se cumplen las condiciones dadas en la Tabla 6. Si la turbina está diseñada para funcionar con más de un combustible, el procedimiento será realizado una vez para cada uno de ellos. En lo posible la prueba ha de llevarse a cabo a condiciones estándar del aire en la entrada del compresor, que son:

- Presión de 101,3 kPa
- Temperatura de 15 °C
- Humedad relativa del 60%

De no ser alcanzadas tales condiciones, el estándar ISO 2314 proporciona las correcciones necesarias para que los resultados sean referenciados a las mismas.

El fabricante de la turbina tendrá el derecho de hacer una última inspección y limpieza a la turbina y sus sistemas, minutos antes del inicio de la prueba.

Tabla 6. Condiciones de estabilidad para turbinas a gas. Fuente: el autor.

Variable	Máxima fluctuación respecto al valor nominal
Velocidad del rotor	$\pm 1\%$
Presión barométrica en el sitio de la prueba	$\pm 1\%$
Temperatura del aire a la entrada del compresor	$\pm 2\text{ °C}$
Temperatura del combustible	$\pm 3\text{ °C}$
Presión del gas en el exosto	$\pm 1\%$ de la presión absoluta
Temperatura del gas en el exosto	$\pm 2\text{ °C}$

3.4.3 Desarrollo de la prueba

3.4.3.1 Variables¹⁴

Dados los objetivos específicos de la prueba, resumidos en la sección 3.4.1 del presente documento, se realizarán las mediciones necesarias para encontrar la potencia de salida P , el consumo térmico Q_r , la eficiencia térmica η_t , y el Heat Rate HR .

La potencia de salida es calculada mediante la ecuación (9), determinada de manera mecánica. Sin embargo, tal valor también puede ser tomado como la medición de la potencia eléctrica en bornes del generador, sumado el valor de las pérdidas eléctricas del mismo.

$$P = 2\pi \frac{n}{60} M \quad (9)$$

Donde,

- P Potencia de salida de la turbina, expresada en kilovatios.
- n Velocidad del rotor, expresada en rpm (revoluciones por minuto).
- M Torque, expresado en kN*m (Kilonewton metro).

El consumo térmico, calculado mediante la ecuación (10), representa el calor del combustible consumido por la unidad a lo largo de la prueba.

$$Q_r = \frac{m_\tau(Q_f + h_{f4} - h_0)}{\tau} \quad (10)$$

Donde,

- Q_r Consumo térmico, expresado en kilovatios.
- τ Duración de la prueba, expresada en segundos.
- m_τ Masa de combustible usado durante el periodo τ , expresada en kilogramos.
- Q_f Energía específica neta del combustible a condiciones estándar, expresado en kJ/kg (kilojulio por kilogramo).
- h_{f4} Entalpía específica del combustible a temperatura T_{f4} , que entra a la cámara de combustión (ver Figura 8), expresada en kJ/kg.
- h_0 Entalpía específica del combustible a condiciones estándar, expresada en kJ/kg.

Finalmente, la eficiencia térmica y el Heat Rate, son calculados mediante las ecuaciones (11) y (12).

$$\eta_t = \frac{P}{Q_r} \quad (11)$$

Y,

$$HR = \frac{3412,14 \text{ BTU}/KWh}{\eta_t} \quad (12)$$

¹⁴ La formulación matemática es tomada directamente del documento original.

De acuerdo a las ecuaciones anteriores, los parámetros a medir son:

- Potencia eléctrica en bornes del generador
- Flujo y características del combustible
- Temperatura
- Presión

3.4.3.2 Potencia eléctrica

Serán utilizados los instrumentos propios de la unidad, que serán calibrados antes del ensayo, y la calibración posterior al mismo será objeto de acuerdo entre el fabricante y el comprador de la turbina. Se usarán transformadores de corriente y de tensión clase 0,5.

En caso de que la potencia de salida de la turbina sea medida de manera mecánica, el medidor de par será calibrado antes de la prueba, con el fin de asegurar un error en la medición no mayor a $\pm 0,1\%$. Respecto a la medida de la velocidad del rotor, los tacómetros serán calibrados antes de la prueba, y se asegurará un error en la medida no mayor a $\pm 0,25\%$.

3.4.3.3 Combustible

Principalmente, la medida de las características del combustible usado dependerá de que éste sea líquido o gaseoso. En el primer caso, las propiedades a determinar, en el laboratorio acordado entre las partes, son:

- Densidad
- Energía específica
- Viscosidad
- Temperatura a condiciones estándar

El flujo de combustible líquido será medido mediante el método convenido entre las partes, siempre que sea mediante instrumentos estandarizados tal que se asegure un error en la medida menor a $\pm 0,5\%$.

En cuanto a combustibles gaseosos, las características a determinar son las mismas que para combustibles líquidos, salvo que se relacionará el contenido de polvo en lugar de la viscosidad. El flujo de este tipo de combustible será establecido bien sea mediante medidores de desplazamiento volumétrico o medidores de flujo tipo turbina. En cualquier caso, los instrumentos serán calibrados previo inicio a la prueba, y el error máximo en la medida será de $\pm 1\%$.

3.4.3.4 Temperatura

El estándar ISO 2314 recomienda el uso de tres tipos de instrumentos, cuya sensibilidad y precisión son definidas en la *Tabla 7*.

- Termómetros de mercurio
- Termocuplas
- Termistores

En todo caso, los instrumentos serán calibrados antes del inicio de la prueba, y la calibración posterior será objeto de acuerdo entre el fabricante y el comprador de la turbina.

Tabla 7. Sensibilidad y precisión en las medidas de temperatura. Fuente: ISO [8].

Punto de medida	Sensibilidad	Precisión
Entrada al compresor	0,2 °C	0,5 °C
Salida de la turbina	1 °C	3 °C
Entrada del gas a la turbina	En estos puntos, la temperatura será determinada de manera indirecta, de tal manera que se presente un error máximo de 10%	
Entrada de aire a la cámara de combustión		

3.4.3.5 Presión

Se tomarán medidas de la presión en los mismos puntos de medida de temperatura mencionados en la *Tabla 7*. La selección de los instrumentos a usar para tal fin, será acordada entre el fabricante y el comprador de la turbina, y serán calibrados previo inicio del procedimiento.

Adicionalmente, será registrada la presión atmosférica del sitio donde se encuentre ubicada la turbina, o bien se considerará el valor oficial dado por una entidad encargada de tales mediciones.

3.4.4 Unidades de ciclo combinado

Para las turbinas a gas de ciclo combinado, la prueba de aceptación será realizada en dos fases:

1. Será realizada la prueba descrita en el presente capítulo, tal que se establezca la potencia de salida, el consumo térmico, la eficiencia térmica y el Heat Rate de la unidad sin el sistema HRSG.
2. Será activado el sistema HRSG, y se repetirá la prueba. Ahora la potencia de salida del ciclo será la suma de las potencias de la turbina de gas y de la turbina de vapor, mediante el procedimiento resumido en la sección 3.4.3.2 del presente documento.

Tras el cálculo del Heat Rate mediante la ecuación (12), se debe asegurar una incertidumbre máxima de $\pm 1,5\%$ para combustibles gaseosos, y de $\pm 1,3\%$ para combustibles líquidos.

3.5 COMPARACIÓN CUALITATIVA ENTRE EL ACUERDO CNO 557 DE 2011 Y LOS ESTÁNDARES IEC 60953-I, 60953-2 E ISO 2314

Con el propósito de llevar a cabo un análisis sobre el Acuerdo 557 de 2011 del Consejo Nacional de Operación, resumido en la sección 3.1 del presente trabajo, a continuación es realizado el comparativo de éste contra los estándares IEC 60953 partes I-II, para las unidades a carbón, e ISO 2314, para las unidades a gas natural o combustibles líquidos. La comparación es realizada tomando como referencia los diferentes aspectos de la prueba descrita en el Acuerdo CNO 557 de 2011, y se puede apreciar en la *Tabla 8* y *Tabla 9*, respectivamente.

Tabla 8. Cuadro comparativo entre los protocolos para encontrar el Heat Rate de las unidades térmicas a carbón. Fuente: el autor.

	ACUERDO CNO 557 DE 2011	IEC 60953-1	IEC 60953-2
Objetivo	Encontrar el valor del Heat Rate y de la Capacidad Efectiva Neta de la unidad termoeléctrica.	Realizar la prueba de aceptación de una turbina a vapor, de manera tal que el comprador de la misma verifique los valores de potencia de salida, eficiencia térmica y Heat Rate, que le fueron garantizados por el fabricante de la máquina.	
Alcance	Aplica para todas las plantas termoeléctricas del SIN, que generen con carbón, gas natural o combustibles líquidos, de manera independiente al tamaño y tiempo de operación comercial de la misma.	Aplica a unidades térmicas a carbón, para grandes potencias. No especifica el valor de potencia desde el cual aplica la prueba.	Aplica a unidades térmicas a carbón, para todo rango de potencia generada.
Producto	El Heat Rate de la unidad, en BTU/KWh, y la Capacidad Efectiva Neta, en MW.	Eficiencia térmica, eficiencia termodinámica, tasa de flujo de vapor, máxima capacidad de flujo de vapor, y potencia máxima de salida. Aceptación de la unidad, o exigencia del cumplimiento de las garantías.	
Vigencia del producto	Se exige que la prueba sea realizada cada 5 años.	Dado que la prueba es de aceptación, no hay una vigencia definida en los resultados. Sin embargo, se recomienda que la prueba sea realizada antes de que se cumplan las primeras ocho semanas de operación.	

Auditoria	De una lista de firmas preseleccionadas por el CNO, el propietario de la unidad contratará un auditor, que se encargará de registrar los datos tomados y realizará los cálculos permanentes. El informe entregado por el auditor será documento oficial.	En común acuerdo entre las partes, será seleccionado un director de prueba. Bajo sus órdenes se establecen los horarios y tiempos del procedimiento, y es su responsabilidad la ejecución y supervisión del mismo. Tras la finalización de la prueba, el nombrado director actuará como testigo de las comparaciones necesarias para determinar el cumplimiento de las garantías, y de los arreglos necesarios en caso de resultado negativo.	
Duración	En unidades a carbón, con alimentadores gravimétricos: 1 hora ; en unidades a carbón, sin alimentadores gravimétricos pero con posibilidad de suspender la alimentación finalizada la prueba: 2 horas ; en unidades a carbón, sin alimentadores gravimétricos y sin posibilidad de suspender alimentación tras la prueba: 4 horas .	Es recomendado que tenga una duración de dos horas, pero puede ser acordada entre las partes involucradas, siendo el mínimo de una hora.	La duración que se recomienda es de una hora, y el tiempo mínimo es de 30 minutos. En todo caso, la decisión será tomada en común acuerdo entre el comprador y el fabricante de la turbina.
Condiciones Operativas	La prueba iniciará cuando se alcancen condiciones de estabilidad, que no son especificadas en el documento; y cuando la máquina alcance plena carga.	Recomienda realizar la prueba en un punto en el que no se obtenga el mejor rendimiento de la unidad, o bien, repetir la prueba para varias condiciones operativas, de manera que sea posible realizar una interpolación de los resultados.	La unidad debe estar trabajando a capacidad nominal.
		En los dos casos, corresponden al estado general de la unidad bajo prueba, incluyendo los sistemas de condensación y la verificación de la no existencia de fugas en el flujo de vapor. Las fluctuaciones máximas que se pueden presentar en los parámetros bajo medida durante la prueba, para ambos estándares, están definidos en la Tabla 5 del presente Capítulo.	

Variables bajo medida	<ul style="list-style-type: none"> • BTU's consumidos durante la prueba. • Energía generada, medida en la frontera comercial del generador. 	<p>Para encontrar la entalpía específica del ciclo térmico, es necesario medir:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Potencia eléctrica • Flujo de agua • Presión • Temperatura
Correcciones	Se realizan las correcciones necesarias sobre el resultado, de manera tal que reflejen el comportamiento de la unidad bajo las condiciones media multianuales de la ubicación geográfica de la misma.	Las correcciones a realizar sobre los resultados de la prueba, se hacen con el propósito de que tales valores representen el desempeño de la máquina a las condiciones bajo las cuales fueron hechas las garantías por parte del fabricante de la unidad.

Tabla 9. Cuadro comparativo entre los protocolos para encontrar el Heat Rate de las unidades térmicas a gas o combustibles líquidos. Fuente: el autor.

	ACUERDO CNO 557 DE 2011	ISO 2314
Objetivo	Encontrar el valor del Heat Rate y de la Capacidad Efectiva Neta de la unidad termoeléctrica.	Realizar la prueba de aceptación de una turbina a vapor, de manera tal que el comprador de la misma verifique los valores de potencia de salida, eficiencia térmica y Heat Rate, que le fueron garantizados por el fabricante de la máquina.
Alcance	Aplica para todas las plantas termoeléctricas del SIN, que generen con carbón, gas natural o combustibles líquidos, de manera independiente al tamaño y tiempo de operación comercial de la misma.	Aplica a turbinas de gas que funcionen con combustible bien sea líquido o gaseoso, en todo rango de potencia de salida, y cuyo ciclo térmico puede ser abierto, cerrado, semi-cerrado, o ciclo combinado.
Producto	El Heat Rate de la unidad, en BTU/KWh, y la Capacidad Efectiva Neta, en MW.	<ul style="list-style-type: none"> • Eficiencia térmica • Heat Rate, en kWh_{térmicos}/kWh_{eléctricos} • Consumo térmico específico • Potencia máxima de salida
Vigencia del producto	Los resultados tienen validez durante 5 años.	No precisa vigencia en los resultados, dado que la prueba se realiza para comparar los valores operativos de la máquina, contra las garantías dadas por el fabricante.

Auditoría	De una lista de firmas preseleccionadas por el CNO, el propietario de la unidad contratará un auditor, que se encargará de registrar los datos tomados y realizará los cálculos permanentes. El informe entregado por el auditor será documento oficial.	No da indicaciones respecto a un agente auditor ni directores de prueba. Todas las decisiones serán tomadas conjuntamente entre el fabricante y el comprador de la turbina.
Duración	Para unidades a gas natural o combustibles líquidos, la prueba tendrá una duración de 1 hora.	El procedimiento especificado en el estándar ISO 2314 para las turbinas a gas, debe ser realizado tres veces consecutivas, cada una con una duración mínima de 5 minutos y máxima de 20 minutos. Para las unidades a ciclo combinado, la prueba será realizada en dos fases, bajo el planteamiento anteriormente descrito.
Condiciones Operativas	La prueba iniciará cuando se alcancen condiciones de estabilidad, que no son especificadas en el documento; y cuando la máquina alcance plena carga.	Son mostradas en la Tabla 6 del presente documento. Las condiciones atmosféricas para la realización de la prueba, son: <ul style="list-style-type: none"> • Presión de 101,3 kPa • Temperatura de 15 °C • Humedad relativa del 60% La prueba será realizada con la máquina trabajando a su capacidad nominal, y dicho valor variará máximo $\pm 2\%$.
Variabes bajo medida	<ul style="list-style-type: none"> • BTU's consumidos durante la prueba. • Energía generada, medida en la frontera comercial del generador. 	<ul style="list-style-type: none"> • Potencia eléctrica en bornes del generador • Flujo y características del combustible • Temperatura • Presión
Correcciones	Se realizan las correcciones necesarias sobre el resultado, de manera tal que reflejen el comportamiento de la unidad bajo las condiciones media multianuales de la ubicación geográfica de la misma.	Deben ser hechas para que éstos representen el desempeño de la máquina a condiciones atmosféricas estándar.

CAPÍTULO 4: CONCLUSIONES

En el presente Trabajo de Grado, fueron comparados los principales aspectos de los Acuerdos 360 de 2006 y 557 de 2011 del Consejo Nacional de Operación, contra estándares internacionales para la determinación de la eficiencia de unidades de generación hidroeléctrica y termoeléctrica, y enmarcando tal análisis en el contexto del Cargo por Confiabilidad.

A continuación, se presenta el análisis de las diferencias encontradas, de manera separada para el Factor de Conversión Hidráulico y para el Heat Rate, y las conclusiones de este trabajo respecto a la pertinencia de los protocolos del Consejo Nacional de Operación mediante los cuales tales parámetros son determinados, resumidas en las *Tabla 12* y *Tabla 14*, respectivamente.

4.1 Respecto al Factor de Conversión Hidráulico

Para responder si el Acuerdo es pertinente o no, es necesario el análisis individual de sus aspectos o puntos específicos, con el objetivo de determinar si satisface las necesidades operativas y comerciales del SIN, para las cuales son calculados la Curva del Factor de Conversión versus el nivel de embalse, y el Factor de Conversión medio. Lo anterior, tomando como referencia lo recogido en el estudio del estándar IEC.

1) Alcance de la prueba:

El primer punto bajo análisis es el alcance de la prueba. Dado que ésta aplica a todas las centrales de generación hidroeléctrica en todo rango de potencia eléctrica, caudal y cabeza hidráulica, con o sin embalse asociado (ver *Tabla 10*); y especifica además el procedimiento especial para las unidades consideradas nuevas, es posible concluir que abarca todas las unidades hidroeléctricas del SIN, satisfaciendo la necesidad de dar instrucciones generales e impersonales respecto a la operación del mismo. Por ende, el alcance de la prueba puede ser considerado pertinente. En este aspecto, la principal diferencia con el estándar de la IEC, es que éste último aplica también para bombas hidráulicas. No obstante, dado que en Colombia no hay centrales hidroeléctricas de bombeo, dicha diferencia no incide en tal conclusión.

Tabla 10. Centrales hidroeléctricas sobre las que aplica el Acuerdo CNO 360 de 2006. Fuente: el autor.

Tipo de Central hidroeléctrica	Aplica	Observaciones
Con embalse; turbinas de acción	Sí	En todo rango de potencia y de cabeza hidráulica
Con embalse; turbinas de reacción	Sí	En todo rango de potencia y de cabeza hidráulica
Filo de agua	Sí	De carácter obligatorio, independiente a su Capacidad Efectiva Neta

2) Duración de la prueba:

En la descripción del estándar de la IEC, se observó que el tiempo de cada *corrida* puede ser acordado entre las partes involucradas, siempre que todas las *corridas* de cada *punto* tengan la misma duración; e igualmente para el número de *corridas* que conforman un *punto*, siempre que la prueba tenga mínimo 6 *puntos*. Lo anterior pone en evidencia que en el estándar la calidad de los resultados no está en función de la duración de las tomas de datos, pero sí en función de la cantidad de datos tomados.

Tabla 11. Ejemplos de duración de la prueba según la IEC 60041, en función del número de *corridas* y *puntos*. Fuente: el autor.

Duración <i>corrida</i> [Minutos]	Corridas por <i>punto</i>	Duración <i>Punto</i> [Minutos]	Cantidad <i>Puntos</i>	Duración Prueba [minutos]	Total <i>Corridas</i>
5	1	5	6	30	6
5	2	10	6	60	12
5	3	15	6	90	18
5	2	10	8	80	16
5	2	10	10	100	20

En cuanto a tal aspecto, otro frente de análisis es la diferencia de que mientras en el estándar IEC las mediciones son discretas durante todo el periodo de tiempo de la prueba, en el Acuerdo CNO las mediciones son continuas. Realizar mediciones discretas implica usar un

método estadístico para la integración de los valores medidos; mientras que las mediciones continuas facilitan la determinación de su valor acumulado durante la duración total de la prueba, aun cuando existe la posibilidad de no percibir distanciamientos de la magnitud. Siendo el Factor de Conversión la medida de la potencia generada a razón del caudal turbinado durante determinado tiempo, es posible asegurar que realizar las mediciones durante un periodo de una hora y de manera continua, es suficiente para observar el comportamiento de la unidad. Por lo anterior, éste aspecto puede ser considerado pertinente.

3) Selección de las variables a medir:

Una de las más notorias diferencias entre el Acuerdo del CNO y el estándar IEC, radica en el hecho de que en éste último la eficiencia es determinada a partir de la medición de la Energía Hidráulica Específica del agua contenida en el embalse. Dada tal diferencia, con el fin de encontrar si en este aspecto el Acuerdo CNO es pertinente o no, debe ser considerado que:

- Con un aumento en la cantidad de variables a medir, aumentaría con ella la probabilidad de error en los resultados.
- La formulación necesaria para calcular Energía Hidráulica Específica del estándar IEC, depende de la tipología de la central.
- El cálculo de tal variable no aplica para las centrales filo de agua.

Así las cosas, es posible afirmar que la sencillez del cómputo de las mediciones hechas mediante el Acuerdo CNO y su aplicabilidad general, permiten considerar pertinente que el Factor de Conversión sea determinado, tomando como variables únicamente la potencia eléctrica y el caudal turbinado.

4) Métodos de medición de caudal:

En este aspecto, del comparativo resulta evidente que en el estándar IEC los métodos de medición de caudal son descritos en minucia y contienen especificaciones y descripciones técnicas más detalladas para los equipos e instrumentos de medición. Como es mencionado en tal documento, tal cualidad se traduce en la consecución de una menor incertidumbre en las variables medidas. En contraste, en el Acuerdo CNO, los métodos son descritos de manera breve y resumida.

Respecto a la cantidad de métodos propuestos, el estándar IEC presenta ocho diferentes procedimientos, de los cuales recomienda aplicar cuando menos dos durante el desarrollo de la prueba; mientras el Acuerdo CNO, sólo describe 4 métodos, de los que no sugiere usar más de uno.

A priori, la redundancia de métodos de medición disminuye la probabilidad de error en los resultados, lo cual deslumbra una ventaja en el uso del estándar IEC. Con lo anterior, es posible hacer una aproximación a la hipótesis de que en éste aspecto, el Acuerdo puede no ser pertinente. No obstante, considerando que los métodos de medición de caudal implican estudios de naturaleza hidráulica y mecánica, cuyo entendimiento salde del alcance del presente Trabajo de Grado, es necesario advertir que de la mera comparación entre los métodos descritos en los documentos, no es posible determinar la pertinencia del Acuerdo CNO en tal sentido. Por ende, para realizar la evaluación de los métodos consignados en dicho documento, es necesario un estudio de los comportamientos mecánicos del fluido y su dinamismo en ductos, y cuyas conclusiones sean aterrizadas al contexto de éste comparativo.

5) Selección de los niveles de embalse para la prueba:

Respecto a la selección de los niveles de embalse en los cuales debe ser realizada la prueba descrita en el Acuerdo, no es posible señalar la pertinencia del mismo si se toma como referencia el estándar de la IEC. El argumento con el que se concluye lo anterior, radica en el hecho de que en tal estándar, se deja a libre elección de las partes involucradas los niveles de Energía Hidráulica Específica a los que la prueba debe ser realizada, y no existe una recomendación que indique aquellos niveles con los cuales pueda ser obtenida una curva de la que se obtenga un resultado representativo del comportamiento de la unidad.

Pero, considerando que la Curva del Factor de Conversión versus el nivel de embalse es construida a partir de cuatro puntos, correspondientes a las mediciones en los cuatro niveles de embalse calculados según lo dictaminado, el ajuste estadístico de la regresión con la que se obtiene la función, será mejor en la medida en la que más puntos sean tomados. Para obtener una conclusión más profunda de lo anterior, se hace necesario que el procedimiento de obtención de los percentiles, sea objeto de un estudio estadístico con el cual sea calificada la pertinencia del uso de los cuatro niveles de embalse, y la incidencia de la toma de más puntos para la construcción de la Curva.

6) Vigencia de los resultados:

Finalmente, otro aspecto sobre el que puede ser analizada la pertinencia del Acuerdo, es la vigencia de los resultados. Dicho análisis puede ser realizado desde tres puntos de vista: económico, condiciones climatológicas propias de Colombia, y Cargo por Confiabilidad.

Desde el punto de vista económico, la pertinencia es relativa. Partiendo del hecho de que es el generador quien asume los costos directos de la prueba, entre ellos el de la auditoría y el de la puesta en servicio a los niveles de embalse determinados, y que éste es un costo hundido que no puede ser recuperado vía tarifa, la realización de pruebas en un intervalo de tiempo menor a los cinco años ya establecidos, podría repercutir negativamente sobre las finanzas de los agentes generadores, estimulando la búsqueda, por parte de éstos, de acciones mediante las cuales les sean remunerados aquellos costos. Esto es, un aumento en el precio del kWh pagado por los usuarios finales.

Desde el punto de vista de las afectaciones derivadas de las condiciones climatológicas propias de un sistema biestacional como es el caso colombiano, el recurso hidráulico presenta una alta variabilidad manifestada en la volatilidad característica del precio del kWh generado en centrales hidroeléctricas. En algunos casos, las condiciones hidrológicas de una zona geográfica pueden cambiar con el transcurso de unas cuantas semanas, o presentar variaciones por fenómenos multianuales como El Niño o La Niña. Así las cosas, el hecho de que la vigencia de la Curva sea de 5 años, podría resultar en que, para una central determinada y ante un cambio de las condiciones climatológicas, durante ese mismo periodo de tiempo la pendiente y forma de dicha Curva no represente el comportamiento del desempeño de la máquina en función del nivel de embalse. Esto debido a que el ajuste estadístico con el que fue realizado el trazado tomando como referencia los puntos medidos, no corresponderá a los percentiles que se presenten en tiempo real. Es decir, para diferentes condiciones climatológicas, según el análisis de frecuencias de los niveles de embalse, habrá nuevos niveles para los percentiles 25, 50, 75 y 90, y la forma de la Curva debería cambiar. El análisis anterior podría ser corroborado, o refutado, mediante el análisis estadístico de los

niveles de embalse y el efecto de sus variaciones sobre la Curva y sobre el Factor de Conversión Medio.

Por último, desde el punto de vista del Cargo por Confiabilidad, no hay evidencias que permitan determinar si la vigencia del Factor de Conversión es pertinente o no. Lo anterior porque la ENFICC debe ser recalculada únicamente cuando el agente generador declare cambios en la unidad, tal que los parámetros de cálculo resulten diferentes; y no existe un tiempo específico de recálculo. No obstante, esto contrasta con el hecho de que para un agente generador existente, la vigencia de la Obligación de Energía Firme que adquiera, es de un año. Se requeriría de un estudio del cálculo de la ENFICC tal que se pueda concluir que dicho valor debe ser determinado cada cierto periodo de tiempo junto con, consecuentemente, sus parámetros base, entre los que se encuentra el Factor de Conversión para el caso de las centrales hidroeléctricas.

Tabla 12. Resumen de las conclusiones respecto al Factor de Conversión Hidráulico. Fuente: el autor.

Aspecto	Premisa	¿Es pertinente el Acuerdo CNO 360 de 2006?	
		SI	NO
Alcance	La prueba aplica a todas las centrales de generación hidroeléctrica del SIN	X	
Duración	En el estándar IEC, la calidad de los resultados no está en función de la duración	X	
	La medición de un valor acumulado en un tiempo dado, no requiere método de integración		
Variables a medir	El estándar IEC propone medir la Energía Hidráulica Específica	X	
	Entre más variables sean medidas, hay mayor probabilidad de error en los resultados		
Métodos de medición de Caudal	El estándar IEC propone usar al menos dos de los ocho métodos descritos	Se requiere de un estudio mecánico de los métodos del Acuerdo CNO, para determinar su pertinencia	
	El estándar IEC describe el detalle de cada método		
Selección de los niveles de embalse	En el estándar IEC, los niveles de Energía Hidráulica Específica son acordados entre las partes	Se requiere de un estudio estadístico, para determinar su pertinencia	
	La Curva FC Vs. Cota, es obtenida a partir de cuatro puntos, determinados de manera estadística.		

Vigencia de los resultados	Si la vigencia disminuye, aumentan los costos operativos del agente	Es necesario estudiar si el hecho de hacer las pruebas cada cierto tiempo, incide en el valor del kWh. Se requiere determinar si los resultados representan las variaciones climatológicas presentadas durante el periodo de vigencia
	Si la vigencia aumenta, los resultados pueden no representar las condiciones actuales de la central	
	La vigencia de los resultados no incide en el Cargo por Confiabilidad	

4.2 Respecto al Heat Rate

Dada la comparación cualitativa entre los estándares IEC 60953 partes I y II, para las turbinas a vapor, el estándar ISO 2314, para las turbinas a gas, y el Acuerdo CNO 557 de 2011, se procede a analizar la pertinencia de éste último.

Para responder la pregunta de si el Acuerdo es pertinente o no, se hace necesario el análisis individual de los aspectos o puntos específicos del mismo con el objetivo de determinar si satisface las necesidades operativas y comerciales del SIN, para las cuales es calculado el Heat Rate. Lo anterior, tomando como referencia lo recogido en el estudio de los estándares internacionales.

1) Alcance de la prueba:

El CNO, al dar la oportunidad de que la prueba sea realizada sobre todo tipo de turbina en todo rango de potencia, hace que ésta sea pertinente, pues aplica, como procedimiento estándar, para todas las plantas térmicas del SIN, sin importar el tipo de combustible, ni el tamaño de la misma (Ver *Tabla 13*). Adicionalmente, comparte tal característica con los estándares IEC 609053-I y 60953-II.

Tabla 13. Tipos de centrales termoeléctricas para las que aplica el Acuerdo CNO 557 de 2011. Fuente: el autor.

Tipo de Central Termoeléctrica	Aplica	Observaciones
A carbón	Sí	Independiente del método de alimentación de mineral.
A gas natural	Sí	-
A combustibles líquidos	Sí	Independiente al combustible
Ciclo combinado	Sí	-

2) Duración de la prueba:

Del comparativo realizado, no resultó evidente relación directa entre la duración de los procedimientos de los estándares estudiados y la calidad de los resultados obtenidos. Por otro lado, la duración de la prueba acogida en el Acuerdo es igual a las de los estándares, e incluso mayor para el caso de las unidades cuya caldera no tiene alimentadores gravimétricos. Dados los dos puntos anteriores, es posible considerar éste aspecto pertinente.

3) Condiciones de estabilidad:

El hecho de que la prueba deba ser realizada con la unidad generando a plena capacidad nominal puede ser considerado pertinente, realizando tal consideración desde la perspectiva de la operación típica de las centrales térmicas del SIN. Esto es, dado que el costo marginal del kWh generado en éste tipo de plantas es varias veces superior al producido en centrales hidráulicas, y a que en Colombia el 66.6% de la energía eléctrica es generada en aquellas últimas, las unidades térmicas son despachadas únicamente generando al 100% de su capacidad nominal. Lo anterior, con el objetivo de alcanzar eficiencia técnica y económica.

Por otro lado, las condiciones de estabilidad exigidas en los estándares internacionales se justifican en la necesidad de crear las condiciones propicias para la verificación de los valores garantizados por el fabricante de la máquina. En la medida en la que, según el Acuerdo, el Heat Rate es usado como representación de la eficiencia de la unidad térmica, y no como valor de referencia con fines de compra-venta, no son requeridas condiciones de estabilidad más que aquellas que aseguren la integridad de los equipos y personal, y que permitan la observación de la máquina durante el que sería su comportamiento típico como parte del SIN.

4) Selección de las variables a medir:

En los estándares internacionales descritos, la eficiencia térmica de la unidad es determinada mediante la medición del diferencial de entalpía específica en las entradas y salidas del ciclo térmico. Como la evaluación de la entalpía conlleva la medida de presión y temperatura en diversos puntos de la turbina, el uso de tal método representa más variables a medir que aquellas medidas en el Acuerdo del Consejo Nacional de Operación. Considerando que a mayor cantidad de variables y de mediciones a realizar, mayor será el error en los resultados, la incertidumbre en los resultados arrojados en la prueba descrita en el Acuerdo tendrá menos probabilidad de incidir en el resultado final. Adicionalmente, tales resultados responden a la necesidad de determinar cuántas unidades de combustible se requieren para generar un kWh, y así hacer proyecciones como aquellas realizadas en la determinación de la ENFICC. Por lo analizado anteriormente, es posible concluir que sí es pertinente calcular el Heat Rate con base en las mediciones de la cantidad de combustible consumido y de la energía eléctrica generada.

5) Factores de corrección:

Respecto a las correcciones realizadas sobre los resultados obtenidos, el hecho de que éstos sean usados para aterrizar el valor del Heat Rate de las unidades a gas, a la temperatura media multianual y la humedad relativa media multianual, puede ser determinado pertinente, pues de esta manera el resultado final considerará las condiciones climatológicas que afectan el rendimiento de ese tipo de máquinas.

6) Vigencia de los resultados:

Finalmente, la pertinencia de la vigencia del Heat Rate calculado con el Acuerdo, puede ser analizada desde tres puntos de vista: el económico, el del Cargo por Confiabilidad y el operativo.

Desde el punto de vista económico, la pertinencia es relativa. Partiendo del hecho de que es el generador quien asume los costos directos de la prueba, entre ellos el de la auditoría de la misma, y que éste es un costo hundido que no puede ser recuperado vía tarifa, la realización de pruebas en un intervalo de tiempo menor a los cinco años ya establecidos, podría tener efectos negativos sobre las finanzas de los agentes generadores, estimulando la búsqueda, por parte de éstos, de acciones mediante las cuales les sean remunerados aquellos costos. Otra consecuencia del aumento de los costos hundidos de las centrales de generación termoeléctrica, es la posible desestimulación de la inversión en proyectos de tal categoría.

Desde el punto de vista del Cargo por Confiabilidad, no hay evidencias que permitan determinar si la vigencia del Heat Rate es pertinente o no. Lo anterior porque la ENFICC debe ser recalculada únicamente cuando el agente generador declare cambios en la unidad, tal que el conjunto de parámetros de cálculo resulte diferente, sin existir un tiempo específico de recálculo. No obstante, esto contrasta con el hecho de que para un agente generador existente, la vigencia de la Obligación de Energía Firme que adquiere, es de un año. Se requeriría de un estudio del cálculo de la ENFICC tal que se pueda concluir que dicho valor debe ser determinado cada cierto periodo de tiempo junto con, consecuentemente, sus parámetros base, entre los que se encuentra el Heat Rate para el caso de las centrales térmicas.

Por último, desde la perspectiva operativa de las unidades térmicas, es posible determinar que la vigencia del Heat Rate sí es pertinente. Lo anterior es basado en que dado el promedio de vida útil de un turbo-grupo térmico está entre los 25 y 30 años, en un periodo de 5 años no se presenta una depreciación en el valor de su desempeño, si se cuenta con adecuados mantenimientos programados. De presentarse una avería cuya solución signifique la salida temporal de operación de la unidad para reparación, la prueba deberá ser realizada nuevamente cuando el agente operador de la misma pretenda solicitar nuevamente la entrada en operación, con lo que se asegura que se declarará el nuevo valor del Heat Rate.

4.3 Respuesta a la pregunta problema

En cuanto a la pregunta problema por la que fue concebido éste Trabajo de Grado, en la que se cuestionaba si es posible determinar la pertinencia de los protocolos contenidos en los Acuerdos CNO 360 de 2006 y 557 de 2011 a partir de la comparación con análogos protocolos internacionales, es posible dar una respuesta negativa. Tal conclusión surge en virtud de la naturaleza de los estándares IEC estudiados, pues en el alcance de los mismos, la eficiencia térmica e hidráulica, según corresponda, son usados como variables a tener en cuenta para fines comerciales, esto es, como un mecanismo mediante el cual el comprador de una turbina verifica las variables técnicas ofrecidas por el fabricante de la misma. En contraste, en Colombia, el Heat Rate y el Factor de Conversión, son parámetros usados con fines operativos y de cálculo del Cargo por Confiabilidad, que permiten la caracterización de las condiciones de la unidad, y que deben ser evaluadas cada cierto periodo de tiempo. Por lo anterior, se deduce que no hay base para la comparación entre los estándares IEC y los Acuerdos CNO estudiados, y que lo que puede recogerse del análisis propuesto, son los métodos y condiciones que mejoren la veracidad de los resultados, y la necesidad, ahora

esclarecida, de estudios adicionales para determinar la pertinencia de algunos de los aspectos puntuales de los Acuerdos bajo análisis.

Tabla 14. Resumen de las conclusiones respecto al Heat Rate. Fuente: el autor.

Aspecto	Premisa	¿Es pertinente el Acuerdo CNO 557 de 2011?	
		SI	NO
Alcance	La prueba aplica a todas las centrales de generación termoeléctrica del SIN	X	
Duración	En el estándar IEC, la calidad de los resultados no está en función de la duración	X	
	En ciertos casos, la prueba del CNO puede tener mayor duración que la del IEC		
Condiciones de estabilidad	La prueba debe ser realizada con la unidad operando a capacidad nominal	X	
Selección de las variables a medir	En el estándar IEC se propone medir la entalpía específica del ciclo térmico.	X	
	Entre más variables sean medidas, hay mayor probabilidad de error en los resultados		
Factores de Corrección	En el Acuerdo CNO, las correcciones permiten que los resultados representen el comportamiento de la unidad a condiciones climatológicas medias multianuales	X	
Vigencia de los resultados	Si la vigencia disminuye, aumentan los costos operativos del agente	Es necesario estudiar si el hecho de hacer las pruebas cada cierto tiempo, incide en el valor del kWh. Se requiere determinar si los resultados representan las variaciones mecánicas presentadas durante el periodo de vigencia	
	Si la vigencia aumenta, los resultados pueden no representar las condiciones actuales de la central		
	La vigencia de los resultados no incide en el Cargo por Confiabilidad		

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 024 de 1995,» Bogotá, 1995.
- [2] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 071 de 2006,» Bogotá D.C., 2006.
- [3] American Physical Society, «APS Physics,» 2015. [En línea]. Available: <http://www.aps.org/policy/reports/popa-reports/energy/units.cfm>. [Último acceso: 21 Octubre 2015].
- [4] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 001 de 1996,» Bogotá D.C., 1996.
- [5] Senado de la República de Colombia, *Ley 143 de 1994*, Bogotá, 1994.
- [6] Consejo Nacional de Operación, «Acuerdo 360 de 2006,» Bogotá D.C., 2006.
- [7] Consejo Nacional de Operación, «Acuerdo 557 de 2011,» Bogotá D.C., 2011.
- [8] International Organization for Standardization, *ISO 2314 Gas turbines - acceptance tests*, Ginebra, Suiza, 2009.
- [9] X.M. S.A. E.S.P., «Informe de Operación del SIN y Administración del Mercado 2014,» Medellín, 2014.
- [10] I. Dyner, C. J. Franco y S. Arango, *El Mercado Mayorista de Electricidad Colombiano*, Medellín: Universidad Nacional de Colombia, 2008.
- [11] Unidad de Planeación Minero Energética, «Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2013-2027,» Bogotá D.C., 2014.
- [12] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 079 de 2006,» Bogotá D.C., 2006.
- [13] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Cargo por Confiabilidad: esquema regulatorio para asegurar la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica en Colombia, una visión a largo plazo,» Bogotá D.C., 2008.
- [14] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 058 de 2013,» Bogotá D.C., 2013.
- [15] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 102 de 2007,» Bogotá, 2007.
- [16] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 072 de 2000,» Bogotá D.C., 2000.
- [17] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 116 de 1996,» Bogotá D.C., 1996.
- [18] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 113 de 1998,» Bogotá D.C., 1998.
- [19] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 047 de 1999,» Bogotá D.C., 1999.

- [20] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 059 de 1999,» Bogotá D.C., 1999.
- [21] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 077 de 2000,» Bogotá D.C., 2000.
- [22] Consejo Nacional de Operación, «Acuerdo 360 de 2011,» Bogotá D.C., 2006.
- [23] Consejo Nacional de Operación, «Acuerdo 714 de 2014,» Bogotá, 2014.
- [24] Consejo Nacional de Operación, «Acuerdo 761 de 2015,» Bogotá, 2015.
- [25] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 050 de 2004,» Bogotá D.C., 2004.
- [26] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Documento 038 de 2004,» Bogotá D.C., 2004.
- [27] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Circular 019 de 2004,» Bogotá D.C., 2004.
- [28] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Circular 022 de 2004,» Bogotá D.C., 2004.
- [29] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Circular 037 de 2004,» Bogotá D.C., 2004.
- [30] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Circular 003 de 2005,» Bogotá D.C., 2005.
- [31] P. K. Nance, «Cargo por Confiabilidad y Sistema Electrónico de Contratos Estandarizados,» Bogotá D.C., 2005.
- [32] F. A. Wolak, «Proposal for determining and assigning the reliability charge for the wholesale energy market,» Bogotá D.C., 2005.
- [33] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Circular 013 de 2005,» Bogotá D.C., 2005.
- [34] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Circular 014 de 2005,» Bogotá D.C., 2005.
- [35] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Documento 072 de 2005,» Bogotá D.C., 2005.
- [36] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Documento 122 de 2005,» Bogotá D.C., 2005.
- [37] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Documento 032 de 2006,» Bogotá D.C., 2006.
- [38] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Documento 033 de 2006,» Bogotá D.C., 2006.
- [39] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Documento 034 de 2006,» Bogotá D.C., 2006.
- [40] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Documento 035 de 2006,» Bogotá D.C., 2006.
- [41] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Documento 039 de 2006,» Bogotá D.C., 2006.
- [42] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Documento 041 de 2006,» Bogotá D.C., 2006.
- [43] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Documento 042 de 2006,» Bogotá D.C., 2006.

- [44] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Documento 043 de 2006,» Bogotá D.C., 2006.
- [45] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Documento 044 de 2006,» Bogotá D.C., 2006.
- [46] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Documento 045 de 2006,» Bogotá D.C., 2006.
- [47] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Circular 028 de 2006,» Bogotá D.C., 2006.
- [48] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Circular 029 de 2006,» Bogotá D.C., 2006.
- [49] P. Cramton y S. Soft, «Colombia Firm Energy Market,» Bogotá D.C., 2006.
- [50] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Circular 033 de 2006,» Bogotá D.C., 2006.
- [51] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 043 de 2006,» Bogotá D.C., 2006.
- [52] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Cargo por Confiabilidad,» Bogotá D.C., 2006.
- [53] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Circular 031 de 2006,» Bogotá D.C., 2006.
- [54] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Documento 073 de 2006,» Bogotá D.C., 2006.
- [55] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Documento 074 de 2006,» Bogotá D.C., 2006.
- [56] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Documento 075 de 2006,» Bogotá D.C., 2006.
- [57] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Circular 039 de 2006,» Bogotá D.C., 2006.
- [58] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Documento 085 de 2006,» Bogotá D.C., 2006.
- [59] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 079 de 2006,» Bogotá D.C., 2006.
- [60] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 095 de 2006,» Bogotá D.C., 2006.
- [61] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 096 de 2006,» Bogotá D.C., 2006.
- [62] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 027 de 2007,» Bogotá D.C., 2007.
- [63] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 028 de 2007,» Bogotá D.C., 2007.
- [64] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 035 de 2007,» Bogotá D.C., 2007.
- [65] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 060 de 2007,» Bogotá D.C., 2007.
- [66] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 061 de 2007,» Bogotá D.C., 2007.
- [67] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 062 de 2007,» Bogotá D.C., 2007.
- [68] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 079 de 2007,» Bogotá D.C., 2007.

- [69] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 080 de 2007,» Bogotá D.C., 2007.
- [70] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 085 de 2007,» Bogotá D.C., 2007.
- [71] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 101 de 2007,» Bogotá D.C., 2007.
- [72] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 029 de 2008,» Bogotá D.C., 2008.
- [73] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 049 de 2008,» Bogotá D.C., 2008.
- [74] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 143 de 2008,» Bogotá D.C., 2008.
- [75] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 005 de 2009,» Bogotá D.C., 2009.
- [76] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 022 de 2010,» Bogotá D.C., 2010.
- [77] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 063 de 2010,» Bogotá D.C., 2010.
- [78] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 148 de 2010,» Bogotá D.C., 2010.
- [79] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 162 de 2010,» Bogotá D.C., 2010.
- [80] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 197 de 2011,» Bogotá D.C., 2011.
- [81] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 148 de 2011,» Bogotá D.C., 2011.
- [82] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 153 de 2011,» Bogotá D.C., 2011.
- [83] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 002 de 2012,» Bogotá D.C., 2012.
- [84] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 124 de 2012,» Bogotá D.C., 2012.
- [85] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 203 de 2013,» Bogotá D.C., 2013.
- [86] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 035 de 2014,» Bogotá D.C., 2014.
- [87] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 024 de 2014,» Bogotá D.C., 2014.
- [88] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 046 de 2014,» Bogotá D.C., 2014.
- [89] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 070 de 2014,» Bogotá D.C., 2014.
- [90] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 114 de 2014,» Bogotá D.C., 2014.
- [91] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 112 de 2006,» Bogotá D.C., 2006.
- [92] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 008 de 2007,» Bogotá D.C., 2007.
- [93] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 014 de 2007,» Bogotá D.C., 2007.

- [94] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 029 de 2007,» Bogotá D.C., 2007.
- [95] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 031 de 2007,» Bogotá D.C., 2007.
- [96] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 045 de 2007,» Bogotá D.C., 2007.
- [97] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 053 de 2007,» Bogotá D.C., 2007.
- [98] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 068 de 2007,» Bogotá D.C., 2007.
- [99] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 086 de 2007,» Bogotá D.C., 2007.
- [100] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 102 de 2007,» Bogotá D.C., 2007.
- [101] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 103 de 2007,» Bogotá D.C., 2007.
- [102] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 111 de 2007,» Bogotá D.C., 2007.
- [103] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 019 de 2008,» Bogotá D.C., 2008.
- [104] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 022 de 2008,» Bogotá D.C., 2008.
- [105] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 020 de 2008,» Bogotá D.C., 2008.
- [106] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 030 de 2008,» Bogotá D.C., 2008.
- [107] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 039 de 2008,» Bogotá D.C., 2008.
- [108] XM S.A. E.S.P., «Procedimiento Operativo y Técnico del Administrador de la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme,» Medellín, 2008.
- [109] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 040 de 2008,» Bogotá D.C., 2008.
- [110] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 042 de 2008,» Bogotá D.C., 2008.
- [111] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 055 de 2008,» Bogotá D.C., 2008.
- [112] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 056 de 2008,» Bogotá D.C., 2008.
- [113] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 057 de 2008,» Bogotá D.C., 2008.
- [114] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 099 de 2008,» Bogotá D.C., 2008.
- [115] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 137 de 2008,» Bogotá D.C., 2008.
- [116] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 081 de 2009,» Bogotá D.C., 2009.
- [117] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 099 de 2009,» Bogotá D.C., 2009.

- [118] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 133 de 2009,» Bogotá D.C., 2009.
- [119] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 139 de 2009,» Bogotá D.C., 2009.
- [120] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 146 de 2009,» Bogotá D.C., 2009.
- [121] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 180 de 2010,» Bogotá D.C., 2010.
- [122] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 002 de 2011,» Bogotá D.C., 2011.
- [123] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución CREG 003 de 2011,» Bogotá D.C., 2011.
- [124] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 087 de 2011,» Bogotá D.C., 2011.
- [125] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 121 de 2011,» Bogotá D.C., 2011.
- [126] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 056 de 2011,» Bogotá D.C., 2011.
- [127] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 088 de 2011,» Bogotá D.C., 2011.
- [128] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 109 de 2011,» Bogotá D.C., 2011.
- [129] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 139 de 2011,» Bogotá D.C., 2011.
- [130] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 161 de 2011,» Bogotá D.C., 2011.
- [131] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 181 de 2011,» Bogotá D.C., 2011.
- [132] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 183 de 2011,» Bogotá D.C., 2011.
- [133] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 005 de 2013,» Bogotá D.C., 2013.
- [134] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 078 de 2006,» Bogotá D.C., 2006.
- [135] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 086 de 2006,» Bogotá D.C., 2006.
- [136] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 094 de 2006,» Bogotá D.C., 2006.
- [137] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 036 de 2007,» Bogotá D.C., 2007.
- [138] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 094 de 2007,» Bogotá D.C., 2007.
- [139] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 037 de 2008,» Bogotá D.C., 2008.
- [140] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 138 de 2008,» Bogotá D.C., 2008.
- [141] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 177 de 2008,» Bogotá D.C., 2008.

- [142] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 075 de 2009,» Bogotá D.C., 2009.
- [143] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 090 de 2009,» Bogotá D.C., 2009.
- [144] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 104 de 2011,» Bogotá D.C., 2011.
- [145] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 138 de 2012,» Bogotá D.C., 2012.
- [146] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 154 de 2013,» Bogotá D.C., 2013.
- [147] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 161 de 2010,» Bogotá D.C., 2010.
- [148] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 181 de 2010,» Bogotá D.C., 2010.
- [149] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 017 de 2011,» Bogotá D.C., 2011.
- [150] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 106 de 2011,» Bogotá D.C., 2011.
- [151] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 154 de 2011,» Bogotá D.C., 2011.
- [152] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 182 de 2011,» Bogotá D.C., 2011.
- [153] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 051 de 2012,» Bogotá D.C., 2012.
- [154] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 053 de 2012,» Bogotá D.C., 2012.
- [155] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 055 de 2012,» Bogotá D.C., 2012.
- [156] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 066 de 2012,» Bogotá D.C., 2012.
- [157] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 001 de 2013,» Bogotá D.C., 2013.
- [158] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 061 de 2013,» Bogotá D.C., 2013.
- [159] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 110 de 2013,» Bogotá D.C., 2013.
- [160] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 143 de 2013,» Bogotá D.C., 2013.
- [161] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 144 de 2013,» Bogotá D.C., 2013.
- [162] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución CREG 153 de 2013,» Bogotá D.C., 2013.
- [163] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 155 de 2013,» Bogotá D.C., 2013.
- [164] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 192 de 2013,» Bogotá D.C., 2013.
- [165] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 009 de 2014,» Bogotá D.C., 2014.

- [166] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 025 de 2014,» Bogotá D.C., 2014.
- [167] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 040 de 2014,» Bogotá D.C., 2014.
- [168] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 041 de 2014,» Bogotá D.C., 2014.
- [169] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 081 de 2014,» Bogotá D.C., 2014.
- [170] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 053 de 1994,» Bogotá D.C., 1994.
- [171] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 022 de 1996,» Bogotá D.C., 1996.
- [172] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 080 de 1996,» Bogotá D.C., 1996.
- [173] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 087 de 1996,» Bogotá D.C., 1996.
- [174] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 098 de 1996,» Bogotá D.C., 1996.
- [175] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 116 de 1996,» Bogotá D.C., 1996.
- [176] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 100 de 1997,» Bogotá D.C., 1997.
- [177] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 214 de 1997,» Bogotá D.C., 1997.
- [178] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 036 de 1998,» Bogotá D.C., 1998.
- [179] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 113 de 1998,» Bogotá D.C., 1998.
- [180] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 047 de 1999,» Bogotá D.C., 1999.
- [181] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 059 de 1999,» Bogotá D.C., 1999.
- [182] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 029 de 2000,» Bogotá D.C., 2000.
- [183] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 072 de 2000,» Bogotá D.C., 2000.
- [184] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 077 de 2000,» Bogotá D.C., 2000.
- [185] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 107 de 2000,» Bogotá D.C., 2000.
- [186] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 108 de 2000,» Bogotá D.C., 2000.
- [187] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 109 de 2000,» Bogotá D.C., 2000.
- [188] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 111 de 2000,» Bogotá D.C., 2000.
- [189] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 085 de 1996,» Bogotá D.C., 1996.
- [190] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 107 de 1998,» Bogotá D.C., 1998.

- [191] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 032 de 2001,» Bogotá D.C., 2001.
- [192] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 039 de 2001,» Bogotá D.C., 2001.
- [193] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 141 de 2001,» Bogotá D.C., 2001.
- [194] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 020 de 2000,» Bogotá D.C., 2000.
- [195] Consejo Nacional de Operación, «Acuerdo 051 de 2000,» Bogotá D.C., 2000.
- [196] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 049 de 2000,» Bogotá D.C., 2000.
- [197] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 078 de 2000,» Bogotá D.C., 2000.
- [198] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 081 de 2000,» Bogotá D.C., 2000.
- [199] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 082 de 2000,» Bogotá D.C., 2000.
- [200] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 083 de 2000,» Bogotá D.C., 2000.
- [201] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 090 de 2000,» Bogotá D.C., 2000.
- [202] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 102 de 2000,» Bogotá D.C., 2000.
- [203] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 001 de 2001,» Bogotá D.C., 2001.
- [204] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 006 de 2001,» Bogotá D.C., 2001.
- [205] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 036 de 2001,» Bogotá D.C., 2001.
- [206] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 017 de 2002,» Bogotá D.C., 2002.
- [207] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 074 de 2002,» Bogotá D.C., 2002.
- [208] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 075 de 2002,» Bogotá D.C., 2002.
- [209] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 012 de 2003,» Bogotá D.C., 2003.
- [210] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 009 de 2004,» Bogotá D.C., 2004.
- [211] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 101 de 2005,» Bogotá D.C., 2005.
- [212] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 125 de 2005,» Bogotá D.C., 2005.
- [213] International Electrotechnical Commission , «IEC 60041,» Ginebra, Suiza, 1991.
- [214] P. Cramton y S. Stoft, «Colombian Firm Energy Market,» Comisión de Regulación de Energía y Gas, Bogotá D.C. , 2006.

- [215] X.M. S.A. E.S.P., «Informe de operación del SIN y administración del mercado 2012,» Medellín, 2012.
- [216] Consejo Nacional de Operación, «Acuerdo 512 de 2010,» Bogotá D.C., 2010.
- [217] Consejo Nacional de Operación, «Acuerdo 080 de 2000,» Bogotá D.C., 2000.
- [218] Consejo Nacional de Operación, «Acuerdo 184 de 2001,» Bogotá D.C., 2001.
- [219] Consejo Nacional de Operación, «Acuerdo 308 de 2004,» Bogotá D.C., 2004.
- [220] Consejo Nacional de Operación, «Acuerdo 026 de 1999,» Bogotá D.C., 1999.
- [221] Consejo Nacional de Operación, «Acuerdo 076 de 2000,» Bogotá D.C., 2000.
- [222] Consejo Nacional de Operación, «Acuerdo 244 de 2002,» Bogotá D.C., 2002.
- [223] Consejo Nacional de Operación, «Acuerdo 311 de 2004,» Bogotá D.C., 2004.
- [224] Consejo Nacional de Operación, «Acuerdo 423 de 2008,» Bogotá D.C., 2008.
- [225] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 102 de 2007,» Bogotá D.C., 2007.
- [226] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 030 de 2008,» Bogotá D.C., 2008.
- [227] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 022 de 2010,» Bogotá D.C., 2010.
- [228] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 162 de 2010,» Bogotá D.C., 2010.
- [229] Senado de la República de Colombia, «Ley 142 de 1994,» Bogotá D.C., 1994.
- [230] International Electrotechnical Commission, *Estándar 60953-1 Rules for steam turbine thermal acceptance test, method A - high accuracy for large condensing steam turbines*, Ginebra, Suiza, 1990.
- [231] International Electrotechnical Commission, *Estándar IEC 60953-2 Rules for steam turbine thermal acceptance test, method B – wide range of accuracy for various types and sizes of turbines*, Ginebra, Suiza, 1990.

ANEXO 1: CARGO POR CONFIABILIDAD, ESTADO DEL ARTE

ANTECEDENTES

En junio de 2004, dos años antes del término de la vigencia del Cargo por Capacidad, el proceso de análisis crítico de un nuevo Cargo por Confiabilidad en el Mercado de Energía Mayorista fue iniciado formalmente por la CREG, mediante la publicación de los propósitos y retos a asumir en la determinación y asignación del mismo [25] [26], cuya propuesta fue socializada a los agentes generadores mediante un taller de discusión realizado el 3 de agosto del mismo año [27] [28].

Dentro del marco de revisión y evaluación de la propuesta, dos consultores internacionales fueron contratados por la CREG: Frank Wolak, Professor del Departamento de Economía de

la Universidad de Stanford, y Peter Nance, Senior Principal de la firma Teknecom Energy Risk Advisors; para que realizaran individualmente la evaluación de la propuesta. Para esto, fue llevada a cabo una primera reunión los días 24 y 25 de enero de 2005, entre los consultores contratados y los agentes del mercado, con el fin de que los consultores se enteraran de la perspectiva que los agentes tenían frente a la propuesta [29]; y una segunda reunión, realizada el 9 de marzo de 2005, en la que los consultores expusieron sus análisis y conclusiones [30]. Los reportes finales con la evaluación fueron entregados por P. Nance [31] y F. Wolak [32] en marzo del mismo año.

Una vez considerados los análisis de los consultores contratados, en septiembre de 2005 la Comisión estipuló el cronograma a seguir para el desarrollo de la regulación definitiva del Cargo por Confiabilidad [33] [34]. La regulación a adoptar se basaría en la selección de alguna de las ocho alternativas de asignación y remuneración del Cargo publicadas en [35], junto con el conjunto de principios, criterios y requerimientos en los que sería regida la selección.

Tras la reunión en la que fueron presentadas a los agentes las ocho alternativas, realizada en septiembre de 2005, fue llevado a cabo con éstos un taller en el que se realizó la evaluación de las mismas, y diferenciados los módulos del Cargo por Confiabilidad sobre los que se trabajaría en adelante y en conjunto entre la Comisión, los agentes, el CNO y los terceros interesados, hasta la publicación de la regulación final. Las conclusiones del taller están contenidas en [36].

Posteriormente, la CREG emitió, una a una, las propuestas conceptuales y resolutivas de cada módulo de trabajo para que fuesen consideradas por los agentes y terceros interesados. Así, desde mayo de 2006, fueron emitidas las propuestas sobre el Mercado Secundario de Energía Firme [37], retiro de plantas [38], instalación de plantas nuevas [39], análisis de índices de Disponibilidad Histórica [40], contratos de combustibles [41], Obligaciones de Energía Firme [42], ENFICC [43], determinación del precio de ejercicio¹⁵ [44], periodo de transición [45], y liquidación y remuneración del Cargo [46]. Los módulos fueron socializados en dos presentaciones realizadas los días 6 y 12 de julio de 2006 [47] [48].

Para el diseño de la subasta mediante la cual serían asignadas las Obligaciones de Energía Firme, la Comisión contrató un estudio con el Dr. Peter Cramton, profesor de economía de la Universidad de Maryland y experto internacional en teoría de subastas. La propuesta sobre las subastas de energía firme, que fue basada en dicho estudio [49], fue sustentada en la reunión realizada el día 9 de agosto de 2006 [50].

Con base en los comentarios recibidos para cada uno de los módulos y dando cumplimiento al trámite establecido para los actos resolutivos que se pretendan adoptar, la Comisión hizo público, el 17 de julio de 2006, el Proyecto de Resolución por el cual se adoptaría la metodología de cálculo del Cargo por Confiabilidad, en el que las propuestas resolutivas de los módulos de trabajo fueron unificadas en un único texto [51]. Paralelo a la publicación del Proyecto de Resolución, fue publicado el informe que reunía las propuestas conceptuales de los módulos, ya modificados por los conceptos de los agentes [52].

Los días 25 y 26 de julio de 2006, fue realizado un seminario que contó con la participación del Profesor Shmuel Oren, de la Universidad de California, y del Sr. Raj Addepalli, del New

¹⁵ Precio de Escasez

York Independent System Operator, quienes dieron sus opiniones frente al Cargo por Confiabilidad [53].

Con base en las sugerencias realizadas por los agentes al Proyecto de Resolución contenido en [51], fueron publicadas las nuevas metodologías de cálculo de la ENFICC [54] y de liquidación del Cargo [55], y los ajustes realizados a las Obligaciones de Energía Firme [56]. Adicionalmente, el 21 de septiembre de 2006 fue llevado a cabo un taller explicando el modelo computacional diseñado para el cálculo de la ENFICC [57].

Finalmente, en paralelo a la publicación de la Resolución CREG 071 del 3 de octubre de 2006, fue publicado un documento en el que se integraron y resolvieron todas las dudas y comentarios enviados por algunos agentes del mercado y el CNO [58].

EVOLUCIÓN DEL MARCO REGULATORIO

A continuación, se relacionan las Resoluciones emitidas por la CREG y el aporte o reforma que cada una ha realizado a los conceptos del Cargo por Confiabilidad, establecidos inicialmente en la Resolución CREG 071 de 2006.

Las principales modificaciones fueron realizadas sobre el procedimiento de estimación de la ENFICC y de las OEF, y la verificación de parámetros; sobre la Subasta para la Asignación de OEF y las asignaciones realizadas sin el mecanismo de subasta; sobre las disposiciones relativas al Periodo de Transición, garantías y Pruebas de Disponibilidad; sobre los combustibles de las plantas térmicas y su contratación de suministro, y las especificaciones de los Anillos de Seguridad; y, finalmente, sobre los procesos de conciliación, liquidación y facturación del Cargo.

ENFICC y Obligaciones de Energía Firme

Resolución CREG 079 de 2006	Realiza una aclaración respecto a la Energía Disponible Adicional de Plantas Hidráulicas. Modifica el cálculo de la ENFICC y el modelo de optimización para la misma, y los formatos de declaración de ENFICC y de parámetros para verificación [59].
Resolución CREG 095 de 2006	Selecciona la Demanda Objetivo a ser cubierta mediante Obligaciones de Energía Firme para el periodo 2006-2007 [60].
Resolución CREG 096 de 2006	Posibilita la cesión de Contratos de Respaldo entre agentes generadores. Define la Declaración de Respaldo, incluyendo dicho término en el contenido de los Contratos de Respaldo y en la metodología de cálculo de la ENFICC de plantas o unidades térmicas. Dictamina el orden de despacho de los Contratos de Respaldo y Declaraciones de Despacho, según su orden de registro ante el ASIC. Realiza una aclaración respecto al registro ante el ASIC de cambios en el valor de ENFICC ya declarado, tras modificaciones técnicas en la unidad o planta de generación [61].
Resolución CREG 027 de 2007	Solicita a los agentes con ENFICC ya declarada, comunicar a la Comisión si dicha declaración corresponde al valor definitivo o presentará modificaciones. Realiza la misma petición respecto a la estimación de la ENFICC de las plantas en proceso de construcción cuya

entrada en operación comercial estuviese prevista para alguna fecha comprendida entre el 1° de diciembre de 2007 y el 30 de noviembre de 2012 [62].

- Resolución CREG 028 de 2007 Realiza una aclaración respecto a los cambios en el valor de la ENFICC ya declarada de una planta y/o unidad de generación [63].
- Resolución CREG 035 de 2007 La Comisión solicita al Consejo Nacional de Operación acordar los protocolos técnicos mediante los cuales se estiman ciertos parámetros usados en el cálculo de la ENFICC, para llevar a cabo la respectiva verificación [64].
- Resolución CREG 060 de 2007 Dicta normas sobre la participación de un agente en el mercado de generación de energía eléctrica. Dicha participación será calculada según la ENFICC de sus plantas, más la de las plantas que represente ante el MEM, bien sea bajo relación de control [65].
- Resolución CREG 061 de 2007 Modifica lo referente a las obligaciones adicionales para los agentes con plantas y/o unidades nuevas o especiales; y lo referente a los efectos del incumplimiento del cronograma de construcción o de repotenciación para este tipo de plantas y a la contratación de la auditoría respectiva. Adicionalmente, realiza una modificación sobre la declaración de los Índices de Indisponibilidad Histórica por Salidas Forzadas [66].
- Resolución CREG 062 de 2007 Adopta la metodología para calcular la Energía Disponible Adicional de Plantas Térmicas para un Mes –EDAPTM, su verificación, auditoría y formato de declaración [67].
- Resolución CREG 079 de 2007 Adiciona al procedimiento de verificación de parámetros del Anexo 6 de la Resolución CREG 071 de 2006, los procedimientos respectivos a los parámetros solicitados al Consejo Nacional de Operación mediante la Resolución CREG 035 de 2007 [68].
- Resolución CREG 080 de 2007 Define las normas de operación de los embalses del SIN, cuando el nivel de embalse sea menor o igual al nivel ENFICC [69].
- Resolución CREG 085 de 2007 Modifica la Resolución CREG 071 de 2006 en cuanto a la definición del Periodo de Vigencia de las Obligaciones, a la nueva declaración de ENFICC tras cambios técnicos en la planta y/o unidad de generación, al formato respectivo a la información de transporte de gas natural del Anexo 5, y a la determinación del IHF para plantas y/o unidades de generación con información reciente. Además, adiciona a dicha Resolución normas sobre modificación de ENFICC en plantas existentes con obras, ENFICC de cadenas hidráulicas, condiciones para declaración de un valor de ENFICC inferior a la ENFICC base, cambio en el valor declarado de ENFICC en caso de encontrarse diferencias entre los parámetros teóricos reportados y los parámetros reales en plantas nuevas, especiales y existentes con obras. Finalmente, especifica cuál es la metodología a aplicar para determinar el IHF para el cálculo de la ENFICC [70].
- Resolución CREG 101 de 2007 Modifica las condiciones bajo las cuales una planta será considerada planta existente con obras [71].

Resolución CREG 029 de 2008	Dictamina que los parámetros establecidos en la Resolución CREG 079 de 2007 serán objeto de verificación en los términos del artículo 39 de la Resolución CREG 071 de 2006 [72].
Resolución CREG 049 de 2008	Establece condiciones para las plantas con Obligaciones de Energía Firme asignadas, cuya operación y mantenimiento es realizada por un tercero [73].
Resolución CREG 143 de 2008	Fija el plazo para la entrega del primer informe de las auditorías de plantas y/o unidades de generación nuevas o especiales, que fueron contratadas antes del 2 de diciembre de 2008 [74].
Resolución CREG 005 de 2009	Determina que la operación y mantenimiento de las plantas y/o unidades que respalden Obligaciones de Energía Firme, deben estar sujetas a Sistemas de Gestión de Calidad con certificación ISO 9001, o equivalente [75].
Resolución CREG 022 de 2010	Realiza una aclaración sobre la actualización mensual del Precio de Escasez [76].
Resolución CREG 063 de 2010	Incluye la Demanda Desconectable Voluntariamente en la determinación de las Horas de Disponibilidad para el cálculo del IHF usado en el cálculo de la ENFICC. En razón de lo anterior modifica uno de los numerales del Anexo 3 de la Resolución CREG 071 de 2006 [77].
Resolución CREG 148 de 2010	Modifica el Anexo 3 de la Resolución CREG 071 de 2006, en cuando a la determinación del IHF [78].
Resolución CREG 162 de 2010	Dado que el Departamento de Energía de los Estados Unidos cesó la publicación del índice <i>New York Harbor Residual Fuel Oil 1% Sulfur Spot Price</i> , con el que hasta entonces era indexado el Precio de Escasez, la Comisión decide usar para tal fin el promedio aritmético del índice máximo diario <i>Platts US Gulf Coast Residual Fuel Oil N°6 1.0% Sulfur Fuel Oil</i> [79]. Posteriormente, la Resolución CREG 197 de 2011 especifica que para éste índice se toma el precio de cierre diario, en lugar del máximo diario [80].
Resolución CREG 148 de 2011	Adopta la metodología para la estimación de la ENFICC de las plantas eólicas. Incluye los formatos de declaración de parámetros al Anexo 5 de la Resolución CREG 071 de 2006 [81].
Resolución CREG 153 de 2011	Realiza una modificación sobre la estimación del IHF para el cálculo de la Energía Disponible Adicional de Plantas Térmicas para un Mes – EDAPTM [82].
Resolución CREG 002 de 2012	Dado el proyecto de Interconexión Eléctrica entre Colombia y Panamá, es adoptado el procedimiento para establecer la equivalencia entre la ENFICC y la Potencia Firme comercializada en el Mercado Mayorista de Electricidad de Panamá [83].
Resolución CREG 124 de 2012	Modifica lo respectivo a la estimación de la Obligación Diaria de Energía Firme –ODEF, y formula el cálculo de la OEF de venta diaria [84].
Resolución CREG 203 de 2013	Modifica lo referente a la determinación de la Obligación de Energía Firme, y al cálculo de la OEF de venta diaria [85]. La entrada en

vigencia de esta Resolución, fue modificada por la Resolución CREG 035 de 2014 [86].

- Resolución CREG 024 de 2014 Contiene la actuación administrativa de la Comisión, ante el incumplimiento, por parte de Poliobras S.A. E.S.P., del cronograma de construcción de la planta Termocol [87].
- Resolución CREG 046 de 2014 Proyecto de Resolución por la cual se define la metodología para determinar la Energía Firme de las plantas geotérmicas [88].
- Resolución CREG 070 de 2014 Define la oportunidad para la declaración de la Energía Disponible Adicional de plantas hidráulicas, y realiza modificaciones sobre la actualización mensual del precio de escasez, y sobre el retiro de plantas o unidades de generación que respaldan OEF asignadas [89].
- Resolución CREG 114 de 2014 Crea la figura de cesión de Obligaciones de Energía Firme para plantas o unidades de generación existentes y en construcción, definiendo las condiciones y procedimientos de la cesión [90].

Subasta Para La Asignación de Obligaciones De Energía Firme

- Resolución CREG 079 de 2006 Aclara el método de actualización anual del precio del Cargo por Confiabilidad para los años en los que no haya Subasta [59].
- Resolución CREG 112 de 2006 Anuncia la contratación por parte del ASIC de un Promotor de la Subasta, describiendo para el mismo el alcance y los criterios de evaluación del éxito de la promoción de la Subasta [91].
- Resolución CREG 008 de 2007 Determina el valor de una comisión máxima de éxito, cuya entrega al Promotor de la Subasta está condicionada por el éxito de la misma, y delega a los agentes generadores la responsabilidad de pagar dicha comisión a prorrata de la Obligación asignada. Fija el día 1° de mayo de 2007 como fecha máxima de inicio de actividades del Promotor [92].
- Resolución CREG 014 de 2007 Modifica la Resolución CREG 008 de 2007, definiendo una componente fija máxima dentro de la comisión de éxito del Promotor de la Subasta [93].
- Resolución CREG 027 de 2007 Fija la fecha máxima en la que los agentes que planeen retirar plantas existentes de la Subasta, deben informar tal decisión [62].
- Resolución CREG 029 de 2007 Reprograma la fecha máxima de inicio de actividades del Promotor de la Subasta al 1° de junio de 2007, y realiza una modificación sobre la formulación de la comisión de éxito que recibirá el Promotor [94].
- Resolución CREG 031 de 2007 Establece la fecha de la primera Subasta para la asignación de Obligaciones de Energía Firme para el Periodo de Vigencia 2012-2013. Publica la Demanda Objetivo y los valores de los parámetros CE, M1 y M2 de la función de demanda de energía firme. Adicionalmente, establece el cronograma para el reporte de información y asignaciones de OEF a agentes con plantas especiales y existentes para los Periodos de Vigencia 2010-2011 y 2011-2012, y las reglas por las cuales se rige tal asignación [95].
- Resolución CREG Modifica el cronograma de reporte de información y adiciona el periodo

045 de 2007	2007-2008 al cronograma de los artículos 8 y 9 de la Resolución CREG 031 de 2007. Adiciona a ésta Resolución los Anexos 2, 3 y 4 [96].
Resolución CREG 053 de 2007	Por solicitud de los agentes, son ampliados algunos plazos contenidos en el cronograma para la asignación de OEF a agentes con plantas especiales y existentes, del Anexo 3 de la Resolución CREG 031 de 2007 [97].
Resolución CREG 061 de 2007	Realiza una modificación referente a los agentes habilitados para participar en la Subasta o en el mecanismo de asignación que haga las veces, y a la actualización del Cargo por Confiabilidad [66].
Resolución CREG 068 de 2007	Son ampliados algunos plazos contenidos en el cronograma para la asignación de OEF a agentes con plantas especiales y existentes, del Anexo 3 de la Resolución CREG 031 de 2007 [98].
Resolución CREG 085 de 2007	Modifica lo respectivo a la participación en la Subasta con plantas o unidades de generación con periodos de construcción superiores al Periodo de Planeación vigente; y adiciona al Anexo 1 de la Resolución CREG 031 de 2007 la Demanda Objetivo para los periodos 2015-2016, 2016-2017, 2017-2018 y 2018-2019 [70].
Resolución CREG 086 de 2007	Modifica la Resolución CREG 031 de 2007, incluyendo consideraciones para las plantas existentes con obras en el cronograma de la primera Subasta [99].
Resolución CREG 101 de 2007	Respecto a lo definido acerca de la Subasta de asignación en la Resolución CREG 071 de 2006, modifica lo referente al Periodo de Planeación y retiro temporal de plantas de la Subasta, al precio del Cargo en casos especiales de Subasta, a la Función de Demanda de Energía, a los pasos del Periodo de Precalificación de la Subasta y a las reglas bajo las cuales se rige la misma. Adiciona a la Resolución CREG 071 de 2006 el Anexo 11 “Procedimiento para asignación de Obligaciones de Energía Firme a generadores que representan plantas y/o unidades de generación con periodos de construcción superior al Periodo de Planeación de la Subasta – Plantas GPPS” [71].
Resolución CREG 102 de 2007	Adopta el Reglamento de la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme, adicionándolo a la Resolución CREG 071 de 2006 como Anexo 10 [100].
Resolución CREG 103 de 2007	Respecto a lo estipulado para la primera Subasta, modifica la convocatoria para la participación en la misma y fija el 6 de mayo de 2008 como su fecha de apertura. Dictamina que las OEF asignadas en tal Subasta son las correspondientes al Periodo de Vigencia 2012-2013. Adicionalmente, modifica el escenario de proyección de demanda definido por la UPME, la Demanda Objetivo de la Subasta, los valores de los parámetros CE, M1 y M2 de la Función de Demanda de Energía Firme y los cronogramas definidos en los Anexos 1 y 2 de la misma Resolución [101].
Resolución CREG 111 de 2007	Amplía el plazo, desde el 26 de diciembre de 2007 hasta el 11 de enero de 2008, para la declaración de interés en la primera Subasta por parte de

	los agentes, y describe los efectos de no realizar dicha declaración [102].
Resolución CREG 019 de 2008	<p>Modifica la Resolución CREG 071 de 2006 en cuanto a la definición de Demanda Objetivo, a las reglas para la asignación de Obligaciones de Energía Firme para los casos en los que no se requiera Subasta y a la actualización del Cargo por Confiabilidad.</p> <p>Del Anexo 10 de la misma Resolución, modifica lo referente a la declaración de parámetros para la Subasta, a la información dada por el subastador para cada ronda, al tipo de Subasta y reglas para llevarla a cabo, a la determinación del Precio Cierre de la Subasta y de la asignación de la OEF, a los casos especiales del proceso de subasta y, finalmente, a la selección del desarrollador para el caso de un proyecto de generación con varios desarrolladores.</p> <p>Del Anexo 11 de la misma Resolución, modifica lo respectivo a la preparación y reglas para realizar las asignaciones.</p> <p>Adicionalmente, modifica la Demanda Objetivo y los valores de los parámetros CE, M1 y M2 de la Función de Demanda, de la Resolución CREG 031 de 2007 [103].</p> <p>Posteriormente, la Resolución CREG 022 de 2008 corrige un error de transcripción de la Resolución CREG 019 de 2008 [104].</p>
Resolución CREG 020 de 2008	Modifica el cronograma establecido en el Anexo 2 de la Resolución CREG 031 de 2007 [105].
Resolución CREG 030 de 2008	<p>Modifica la definición de Demanda Objetivo de la Resolución CREG 071 de 2006, cuyo Anexo 10 es modificado en cuanto a la prohibición de modificar la información que un agente declare para participar en la Subasta y a lo definido sobre la oferta de ENFICC y Precio de Apertura de la Subasta, el exceso de oferta al final de la ronda y los casos especiales del proceso de subasta.</p> <p>De la Resolución CREG 008 de 2007, modifica las condiciones para entrar en la Subasta para la Asignación de OEF.</p> <p>Finalmente, realiza modificaciones sobre las declaraciones de parámetros y de ENFICC y garantías para participar en la Subasta, del cronograma establecido en el Anexo 2 de la Resolución CREG 031 de 2007 [106].</p>
Resolución CREG 039 de 2008	Adopta el “Procedimiento Operativo y Técnico del Administrador de la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme” [107] [108].
Resolución CREG 040 de 2008	Adopta el Reglamento de la Subasta de Sobre Cerrado para participantes con plantas y/o unidades de generación con periodos de construcción superiores al Periodo de Planeación de la Subasta del Cargo por Confiabilidad GPPS, como Anexo 12 de la Resolución CREG 071 de 2006, de la que adicionalmente modifica lo respectivo a la preparación y las reglas para realizar las asignaciones de las que trata el Anexo 11 [109].
Resolución CREG 042 de 2008	Del Anexo 10 de la Resolución CREG 071 de 2006, modifica lo definido a los casos en los cuales la curva de demanda de OEF corta la curva de oferta en un segmento horizontal, y al caso cuando por

	competencia insuficiente la Subasta se declara especial. Del Anexo 12 de la misma Resolución, modifica las responsabilidades y deberes del ASIC. Respecto a la primera Subasta definida en la Resolución CREG 031 de 2007, modifica el cronograma contenido en el Anexo 2 de dicha resolución [110].
Resolución CREG 055 de 2008	Modifica el cronograma contenido en el Anexo 2 de la Resolución CREG 031 de 2007 [111].
Resolución CREG 056 de 2008	Realiza modificaciones al Anexo 12 de la Resolución CREG 071 de 2006, en cuanto a que le adiciona algunas definiciones, y respecto a las responsabilidades y deberes del ASIC, a las responsabilidades y deberes de los participantes de la Subasta de Sobre Cerrado para GPPS, al contenido, recepción y apertura de las ofertas y la inadmisión de las mismas, y, finalmente, a la asignación, precio y resultados de la Subasta [112]. Posteriormente, a lo definido en ésta resolución le fueron realizadas correcciones mediante la Resolución CREG 057 de 2008 [113].
Resolución CREG 099 de 2008	Fija el cronograma para la asignación de Obligaciones de Energía Firme con Periodo de Vigencia 2008-2009 [114].
Resolución CREG 137 de 2008	Selecciona la Demanda Objetivo a ser cubierta con Obligaciones de Energía Firme con Periodo de vigencia 2008-2009, igual a 55.875 GWh [115].
Resolución CREG 081 de 2009	Fija el cronograma para la asignación de OEF para el periodo 2012-2013, para el cual no se realizaría Subasta. La Demanda Objetivo a cubrir con las asignaciones realizadas es igual a 65.827 GWh, y la fecha de publicación de resultados de la asignación es el 31 de agosto de 2008 [116].
Resolución CREG 099 de 2009	Fija el cronograma para la asignación de las Obligaciones de Energía Firme para el periodo 2009-2010 [117]. Posteriormente, dicho cronograma fue modificado por las Resoluciones CREG 133 y 139 de 2009 [118] [119].
Resolución CREG 146 de 2009	Selecciona la Demanda Objetivo a cubrir en la asignación de OEF para el periodo 2009-2010, igual a 56.680 GWh [120].
Resolución CREG 180 de 2010	Fija el cronograma para la asignación de las OEF para el Periodo de Vigencia 2014-2015, con una Demanda Objetivo de 73.453 GWh [121]. Algunos de los ítems del cronograma establecido, fueron modificados posteriormente por las Resoluciones CREG 002, 003, 087 y 121 de 2011 [122] [123] [124] [125].
Resolución CREG 056 de 2011	Adopta las disposiciones para llevar a cabo la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme para el periodo 2015-2016, indicando el 5 de diciembre de 2011 como fecha de apertura [126]. Algunos de los pasos del cronograma fueron modificados posteriormente por las Resoluciones CREG 088 y 109 de 2011 [127] [128].

Resolución CREG 139 de 2011	Basada en el análisis de la primer Subasta, la Comisión encontró aspectos que se pueden mejorar. Por lo tanto, modifica del Anexo 10 de la Resolución CREG 071 de 2006 lo referente a la funciones de Oferta y de demanda y a la definición del tipo de subasta las reglas para llevarla a cabo. Del Anexo 12 de la misma Resolución, modifica lo respectivo a las responsabilidades y deberes del ASIC y a la convocatoria, asignación, precio y resultados de la Subasta de Sobre Cerrado para plantas GPPS. Finalmente, define la participación de plantas térmicas nuevas, especiales o existentes con obras en la Subasta [129].
Resolución CREG 161 de 2011	Realiza modificaciones sobre el Procedimiento Operativo y Técnico del Administrador de la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme. Realiza también una aclaración respecto al contenido de las ofertas de la Subasta de Sobre Cerrado para las plantas GPPS, del Anexo 12 de la Resolución CREG 071 de 2006 [130].
Resolución CREG 181 de 2011	Dada la postergación de la Interconexión Eléctrica entre Colombia y Panamá, descuenta de la Demanda Objetivo a cubrir con obligaciones para el periodo 2014-2015, el valor de la demanda proyectada por parte de dicha Interconexión. Así, se determina la Demanda Objetivo para tal periodo igual a 70.825 GWh [131].
Resolución CREG 183 de 2011	Realiza modificaciones respecto a la selección del desarrollador para el caso de los proyectos con varios desarrolladores, de los Anexos 10 y 12 de la Resolución CREG 071 de 2006 [132].
Resolución CREG 005 de 2013	Modifica la fecha de publicación de resultados de la asignación de Obligaciones para el periodo 2014-2015, y deroga algunas de las modificaciones realizadas a las reglas para la asignación para dicho periodo, establecidas en la Resolución CREG 180 de 2010, por las Resoluciones CREG 087, 121 y 181 de 2011 [133].
Resolución CREG 058 de 2013	Modifica a 69.333 GWh el valor de la Demanda Objetivo a cubrir con OEF para el periodo 2014-2015, y reajusta la fecha para la publicación de resultados de la asignación para el mismo periodo. Además, define la oportunidad para la modificación de parámetros declarados para la misma asignación [14].

Periodo de Transición, Garantías y Pruebas de Disponibilidad

Resolución CREG 078 de 2006	Amplía el plazo contenido en el artículo 81 de la Resolución CREG 071 de 2006, referente a la adecuación de la planta y/o unidad de generación térmica debido a la sustitución de gas natural [134].
Resolución CREG 079 de 2006	Modifica el tipo de prueba técnica a realizar tras la adecuación por sustitución de combustible definida en el artículo 81 de la Resolución CREG 071; y lo referente a la declaración de ENFICC y la solicitud de licencias ambientales del cronograma del Periodo de Transición [59].
Resolución CREG 086 de 2006	Expide el Reglamento sobre las garantías exigibles a los Generadores, durante el primer año de Transición, definiendo las obligaciones a

	garantizar, el valor de las coberturas, principios, vigencias, plazos, eventos de incumplimiento y ejecución de las garantías [135].
Resolución CREG 094 de 2006	Modifica lo respectivo a los documentos de parámetros para la determinación de la ENFICC del cronograma del Periodo de Transición. También modifica la Resolución CREG 086 de 2006, en cuanto al valor de las coberturas de las garantías, y los plazos para presentarlas y su respectiva vigencia [136].
Resolución CREG 096 de 2006	Modifica el plazo establecido para la prueba de generación de que trata el artículo 81 de la Resolución CREG 071 de 2006, modificado por la Resolución CREG 079 de 2006 [61].
Resolución CREG 027 de 2007	Fija la fecha máxima en la que los agentes propietarios de plantas y/o unidades térmicas que entren en operación comercial durante el Periodo de Transición tras procesos de repotenciación y cierres de ciclo, deben enviar determinada información [62].
Resolución CREG 028 de 2007	Realiza una modificación respecto a la asignación de Obligaciones de Energía Firme durante el Periodo de Transición, y hace una aclaración sobre la asignación de OEF para las plantas especiales por repotenciación y cierres de ciclo [63].
Resolución CREG 036 de 2007	Dado el plazo establecido en la Resolución CREG 096 de 2007 respecto a la prueba de generación de que trata el artículo 18 de la Resolución CREG 071 de 2006, se ajusta en seis meses más el periodo de vigencia de la garantía del literal b) del artículo 7 de la Resolución CREG 086 de 2006 [137].
Resolución CREG 061 de 2007	Adopta el Reglamento de Garantías aplicables desde el segundo año de transición [66].
Resolución CREG 085 de 2007	Adiciona normas sobre las pruebas de disponibilidad durante los Periodos de Vigencia de las Obligaciones: el objeto de las pruebas, sus características, la disponibilidad comercial e Índices de Indisponibilidad de una planta mientras le es realizada la prueba, y el redespacho y reconciliaciones, positivas y negativas, asociadas a la realización de las pruebas [70].
Resolución CREG 094 de 2007	Regula la posibilidad de aceptar las garantías de las que trata la Resolución CREG 061 de 2007, emitidas por entidades financieras no domiciliadas en Colombia [138].
Resolución CREG 101 de 2007	Modifica lo definido en la Resolución CREG 085 de 2007, respecto a las características de las pruebas de disponibilidad y al redespacho y cancelaciones asociadas a las mismas [71].
Resolución CREG 029 de 2008	Realiza una adición a lo referente a las obligaciones a garantizar, del Reglamento de Garantías [72].
Resolución CREG 037 de 2008	Especifica las normas internacionales que deben cumplir las garantías expedidas por entidades financieras no domiciliadas en Colombia, del Reglamento de Garantías [139].
Resolución CREG 138 de 2008	Realiza una modificación a lo definido en la Resolución CREG 085 de 2007 respecto a las Pruebas de Disponibilidad y define la energía de

referencia para un año, de plantas o unidades de generación que no cumplieron con la dicha prueba en el año anterior [140].

- Resolución CREG 177 de 2008 Adiciona normas sobre las Pruebas de Disponibilidad, específicamente para aquellas plantas y/o unidades de generación solicitadas discrecionalmente [141].
- Resolución CREG 075 de 2009 Realiza una modificación al Reglamento de Garantías, respecto a la selección de las firmas auditoras del proceso de construcción de plantas o unidades de generación nuevas o especiales [142].
- Resolución CREG 090 de 2009 Modifica el Reglamento de Garantías, en cuanto a la forma de garantizar el cumplimiento de las obligaciones asociadas al Cargo por Confiabilidad [143].
- Resolución CREG 148 de 2010 Modifica la Resolución CREG 085 de 2007, en cuanto a las características de las Pruebas de Disponibilidad y al combustible que la planta debe usar durante la prueba. Deroga el parágrafo 5 del artículo 15 de aquella Resolución.
Adiciona una causal de redespacho por Pruebas de Disponibilidad, al numeral 4.1 del Código de Operación (Resolución CREG 025 de 1995) [78].
- Resolución CREG 104 de 2011 Dado que el informe del auditor contratado para la verificación del cronograma de construcción de la unidad de generación Porce IV concluye que se presenta una situación de incumplimiento grave e insalvable, la Comisión resuelve ejecutar las garantías otorgadas por el agente propietario del proyecto y retirarle la Obligación de Energía Firme asociada a la unidad [144].
- Resolución CREG 153 de 2011 Realiza una modificación respecto a los efectos del incumplimiento del cronograma de construcción o de repotenciación, o de la puesta de operación de la planta y/o unidad con OEF asignada, del Reglamento de Garantías [82].
- Resolución CREG 138 de 2012 Modifica la Resolución CREG 085 de 2007, respecto a la definición y características de las Pruebas de Disponibilidad [145].
- Resolución CREG 154 de 2013 Realiza una modificación en relación con el proceso aleatorio de selección de las plantas o unidades de generación cuya disponibilidad será objeto de prueba [146].

Combustibles Para el Cargo por Confiabilidad y Anillos de Seguridad

- Resolución CREG 079 de 2006 Modifica el objeto del Mercado Secundario y el plazo mínimo para que los contratos allí pactados sean registrados ante el ASIC y aclara que los Activos de Generación de Última Instancia serán despachados según la regulación vigente [59].
- Resolución CREG 096 de 2006 Realiza aclaraciones respecto a quiénes son los compradores en el Mercado Secundario y a la publicación del precio de los Contratos de Respaldo pactados [61].
- Resolución CREG 061 de 2007 Modifica lo respectivo a la extensión de garantías cuando los contratos de combustibles no cubren todo el Periodo de Vigencia de la Obligación

	de Energía Firme [66].
Resolución CREG 085 de 2007	Adiciona normas sobre la disponibilidad de combustibles de plantas y/o unidades térmicas, respecto al cambio del combustible reportado para la determinación de la ENFICC, a la participación en la asignación de Obligaciones de Energía Firme de plantas y/o unidades que utilicen combustibles líquidos, y a la contratación de combustibles para la participación en el Mercado Secundario de Energía Firme [70].
Resolución CREG 063 de 2010	Regula lo referente a la Demanda Desconectable Voluntariamente, sus características y la verificación y liquidación de la misma. Como Anexo, define el modelo de estimación de la Línea Base de Consumo [77].
Resolución CREG 148 de 2010	Define una opción de la entrega de los contratos de combustible por parte de los agentes que hayan optado por la alternativa de no presentar la debida garantía, según el artículo 13 de la Resolución CREG 085 de 2007 [78]. Tal opción sería posteriormente modificada por la Resolución CREG 161 de 2010 [147].
Resolución CREG 180 de 2010	Fija la fecha de entrega de la manifestación escrita del que agente cubra su Obligación asignada con gas natural importado [121].
Resolución CREG 181 de 2010	Modifica lo definido en la Resolución CREG 085 de 2007 respecto a las reglas para participar en las asignaciones de OEF con plantas o unidades térmicas que operen con combustible líquido. Adicionalmente, define lo referente a los contratos de suministro y documentos de logística, así como la respectiva auditoría, para dichas plantas [148].
Resolución CREG 017 de 2011	Modifica la fecha de entrega de la manifestación escrita para cubrir OEF con gas natural importado, y anuncia que tal aspecto será definido posteriormente mediante Resolución [149].
Resolución CREG 106 de 2011	Adopta la opción de respaldar Obligaciones de Energía Firme con gas natural importado –OPACGNI. Como Anexo, presenta lo referente a la garantía para amparar la construcción y puesta en operación de la infraestructura de importación del gas natural que respalde la Obligación [150].
Resolución CREG 121 de 2011	Define la participación de las plantas existentes que utilicen gas natural importado, en la asignación de OEF para el periodo 2014-2015 [125].
Resolución CREG 139 de 2011	Formula el cálculo de los Costos Promedio de Referencia por combustible de las plantas y/o unidades térmicas, y adopta las disposiciones para la participación de plantas existentes con gas natural importado en la Subasta para la asignación de Obligaciones del periodo 2015-2016 [129].
Resolución CREG 153 de 2011	Define las características que deben cumplir las plantas y/o unidades de generación consideradas como de última instancia, los requisitos para respaldar Obligaciones de Energía Firme con las mismas y el procedimiento a seguir para la utilización del respaldo [82].
Resolución CREG 154 de 2011	Modifica el plazo para que los agentes acogidos a la opción ii) del artículo 13 de la Resolución CREG 085 de 2007, entreguen los contratos

	de combustible y de servicios de terceros y los documentos de logística de abastecimiento [151].
Resolución CREG 182 de 2011	Realiza una modificación a la Resolución CREG 139 de 2011, respecto a la participación en la Subasta de asignaciones para el periodo 2015-2016 con plantas existente que operen con gas natural importado [152].
Resolución CREG 051 de 2012	Define las reglas de las Subastas de Reconfiguración. Sus Anexos 1 y 2 son los reglamentos de la subasta de sobre cerrado para la subasta de reconfiguración de venta y de compra, respectivamente [153].
Resolución CREG 053 de 2012	Dado que se determinó un exceso de energía firme, establece el cronograma para llevar a cabo una subasta de reconfiguración de venta para la asignación de obligaciones con Periodo de Vigencia 2012-2013 [154].
Resolución CREG 055 de 2012	Define la opción para la entrega de contratos de combustibles líquidos y documento de logística para respaldar las OEF de los periodos 2013-2014 y 2014-2015. Adicionalmente, realiza una modificación a la Resolución CREG 139 de 2011, respecto a la entrega de información escrita [155].
Resolución CREG 066 de 2012	Realiza modificaciones sobre las reglas de las Subastas de Reconfiguración, respecto a las responsabilidades y deberes del ASIC, a la representación de los participantes de la Subasta y al contenido e inadmisión de las ofertas [156].
Resolución CREG 124 de 2012	Deroga lo dispuesto en la Resolución CREG 051 de 2012, frente al cálculo de la Remuneración Real Individual Diaria a plantas que adquirieron OEF de venta [84].
Resolución CREG 001 de 2013	Realiza una modificación respecto a la entrega de la manifestación escrita por parte de los agentes para acogerse a la OPACGNI, para las asignaciones correspondientes al periodo 2015-2016 [157].
Resolución CREG 005 de 2013	Fija las fechas de entrega de contratos de combustibles líquidos y documento de logística para respaldar las OEF del periodo 2014-2015, y de finalización del proceso de auditoría de los mismos [133].
Resolución CREG 061 de 2013	Modifica el cronograma para que los agentes que lo pretendan, se acojan a la OPACGNI para la asignación de Obligaciones de Energía Firme para el periodo 2015-2016, y fija la fecha de finalización del proceso de auditoría de los contratos y documentos para la asignación del mismo periodo [158].
Resolución CREG 110 de 2013	Define las reglas bajo las cuales se llevará a cabo la participación en la OPACGNI para plantas térmicas existentes que no participaron en la Subasta para la asignación de OEF con Periodo de Vigencia 2015-2016, llevada a cabo en diciembre de 2011 [159].
Resolución CREG 143 de 2013	Realiza una modificación a la Resolución CREG 139 de 2011, respecto a las garantías y contratos de construcción y operación de la infraestructura de importación de gas natural. Adicionalmente, define la fecha de finalización del proceso de auditoría para los contratos y documentos de logística de combustibles líquidos, entregados para la

	asignación de OEF para el periodo 2015-2016 [160].
Resolución CREG 144 de 2013	Modifica la fecha de entrega del contrato de combustible, de los contratos de servicios de terceros y del documento de logística de abastecimiento, por parte de aquellos agentes que cubran su OEF asignada con combustibles líquidos. Define los requisitos para el cambio a gas natural del combustible reportado por un agente térmico para el cálculo de su ENFICC, de la asignación para el periodo 2014-2015. Y define la fecha de finalización del proceso de auditoría para los contratos y documentos de logística de combustibles líquidos, entregados para la asignación de OEF para el periodo 2014-2015 [161].
Resolución CREG 153 de 2013	Establece el reglamento sobre los contratos de suministro de combustible de origen agrícola para el Cargo por Confianza, y los requisitos mínimos para la contratación del dictamen técnico para dichos combustibles [162].
Resolución CREG 155 de 2013	Debido a atrasos en la puesta en marcha de la infraestructura de regasificación del gas natural importado para OPACGNI, son definidas las coberturas con combustibles alternos [163].
Resolución CREG 192 de 2013	Modifica la fecha de entrega de contratos y documento de logística de combustibles líquidos para el cubrimiento de las asignaciones del periodo 2015-2016. Tal fecha sería modificada posteriormente por las Resoluciones CREG 009 y 025 de 2014 [164] [165] [166].
Resolución CREG 203 de 2013	Realiza modificaciones respecto a la Demanda Desconectable Voluntaria en cuanto a la definición del producto, a su activación y funcionamiento, a los deberes de los agentes y operadores, al equipo de medida, a las fronteras DDV y al modelo de estimación de la Línea Base de Consumo [85]. La entrada en vigencia de esta Resolución, fue modificada por la Resolución CREG 035 de 2014 [86].
Resolución CREG 040 de 2014	Modifica la fecha de finalización del proceso de auditoría para los contratos y documentos de logística de combustibles líquidos, entregados para la asignación de OEF para el periodo 2014-2015 [167].
Resolución CREG 041 de 2014	Modifica la fecha de entrega de contratos de construcción de la infraestructura para la importación del gas natural, de los agentes acogidos a la OPACGNI para las obligaciones del periodo 2015-2016 [168].
Resolución CREG 070 de 2014	Establece las reglas para el cambio de combustible durante el Periodo de Vigencia de la Obligación de Energía Firme asignada [89].
Resolución CREG 081 de 2014	Define las reglas de la cobertura para plantas o unidades de generación térmica que operan con gas natural y que respaldan su OEF con combustibles líquidos u Opciones de Compra de Gas, y las condiciones que deben cumplir las plantas o unidades que opten por dicha cobertura. Adicionalmente, modifica la cantidad máxima de comprar en anillos de seguridad a aplicar en el cálculo del Índice IHF [169].

Conciliación, Liquidación y Facturación

- Resolución CREG 079 de 2006 Realiza una aclaración respecto al precio de las transacciones en Bolsa cuando el Precio de Bolsa es mayor al Precio de Escasez; y respecto al Cargo por Confiabilidad de las plantas y/o unidades de generación no despachadas centralmente. Adicionalmente, modifica la formulación para la conciliación, liquidación y facturación del Cargo por Confiabilidad, contenidos en los Anexos 7 y 8 de la Resolución CREG 071 de 2006 [59].
- Resolución CREG 096 de 2006 Realiza cambios a la determinación de la liquidación del Cargo del Anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006, que fue modificado por la Resolución CREG 079 del mismo año. Especifica que el promedio de la Disponibilidad Comercial de la planta y/o unidad a la que se le calcula la Remuneración Real Individual Diaria (Anexo 8 de la Resolución CREG 071 de 2006), es aritmético [61].
- Resolución CREG 085 de 2007 Realiza una modificación al procedimiento para determinar la Remuneración Real Individual Diaria de la Obligación y la Remuneración Real Total, del Anexo 8 de la Resolución CREG 071 de 2006 [70].
- Resolución CREG 063 de 2010 Incluye el concepto de Demanda Desconectable Voluntariamente en los cálculos de liquidación del Cargo por Confiabilidad de los Anexos 7 y 8 de la Resolución CREG 071 de 2006 [77].
- Resolución CREG 124 de 2012 Realiza una modificación sobre el procedimiento para determinar la Remuneración Real Individual Diaria de la Obligación y la Remuneración Real Total, del Anexo 8 de la Resolución CREG 071 de 2006 [84].
- Resolución CREG 203 de 2013 Realiza una modificación al procedimiento para determinar la Remuneración Real Individual Diaria de la Obligación y la Remuneración Real Total, del Anexo 8 de la Resolución CREG 071 de 2006 [85]. La entrada en vigencia de esta Resolución, fue modificada por la Resolución CREG 035 de 2014 [86].

ANEXO 2: CARGO POR CAPACIDAD, ESTADO DEL ARTE

En el Artículo 23 de la Ley 143 de 1994, el Congreso de la República de Colombia decretó las funciones generales de la CREG. Una de dichas funciones es la de valorar la capacidad de generación de respaldo. En función de lo anterior, en la Resolución CREG 053 de 1994 se dictaminó el método de cálculo de la remuneración parcial de la capacidad de generación que respaldara la demanda proyectada en la simulación de un despacho económico afectado por condiciones de hidrología crítica.

Mediante la Resolución CREG 001 del 16 de enero de 1996, la Comisión creó un Cargo por Capacidad en el Mercado Mayorista de Electricidad Colombiano, cuyas reglas de cálculo fueron estipuladas y aclaradas en las Resoluciones 022, 087 y 098 del mismo año; y precisadas finalmente por la Resolución CREG 116 de 1996.

Las Resoluciones posteriores modificarían lo contenido en la Resolución CREG 116 de 1996, en cuanto al cálculo de la Capacidad Remunerable; a la conciliación, liquidación y facturación del Cargo por Capacidad; a lo referente a las Interconexiones Internacionales, nuevas plantas o unidades de generación y cogeneradores; y a la declaración de parámetros necesarios para el cálculo y la respectiva verificación de los mismos.

El 3 de octubre de 2006, la Comisión emitió la Resolución CREG 071 del mismo año, adoptando la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad y derogando las Resoluciones respectivas al Cargo por Capacidad. Con esto se dio fin a tal mecanismo, tras 10 años de aplicación en el Mercado Mayorista de Electricidad.

Cálculo de la Capacidad Remunerable Teórica y Modelo de Largo Plazo

Previo a la adopción del Cargo por Capacidad, y con el fin de dar cumplimiento a lo dictaminado por la Ley 143 de 1994 en cuanto a la capacidad de generación de respaldo, la Resolución CREG 053 del 28 de diciembre de 1994 definió la Capacidad de Respaldo Preliminar como la diferencia entre la capacidad instalada de generación estrictamente necesaria para atender la demanda proyectada en el año¹⁶ en condiciones de hidrología crítica, y la capacidad de generación requerida para atender la misma demanda a un nivel de confiabilidad del 95%. Para las unidades de generación seleccionadas como Capacidad de Respaldo Preliminar, era realizada la simulación del despacho económico con el fin de obtener la Energía de Respaldo. La Capacidad de Respaldo Elegible de cada una de las unidades de generación seleccionadas, correspondía a la potencia eléctrica requerida para generar la respectiva Energía de Respaldo, operando a un Factor de Planta de 0,65 [170].

Tras la adopción del Cargo por Capacidad mediante la Resolución CREG 001 de 1996, la Resolución CREG 022 del 12 de marzo de 1996 programó la entrada en vigencia del cargo para el 1 de diciembre del mismo año y definió la Capacidad Remunerable Teórica [4] [171].

Mediante la Resolución CREG 080 del 24 de septiembre de 1996, se fijó la revisión de la permanencia del Cargo en 10 años contados a partir de su entrada en vigencia [172].

La Resolución CREG 087 del 15 de octubre de 1996, dispuso que los Agentes generadores con unidades térmicas que aspiraran a ser remunerados con el Cargo por Capacidad, debían tener suscritos, a más tardar el 1 de diciembre de 1996, los contratos de suministro de combustible con los proveedores, que garantizaran el suministro suficiente y oportuno acorde con la energía nominada para efectos del Cargo [173].

La Resolución CREG 098 del 12 de noviembre de 1996, modificó la definición de la Capacidad Remunerable Teórica, en cuanto a que añadió al cálculo de la CRT una nueva variable, disponiendo que, en adelante, la CRTI en la Estación de Verano de cada planta hidráulica o unidad térmica fuera el promedio de su Capacidad Equivalente Mensual Despachada –CEMD–, con base en el modelo de largo de largo plazo; y fijó que la disponibilidad comercial promedio en la Estación de Verano con la que era calculada la CRTI en la Estación de Invierno, no tendría en cuenta la indisponibilidad causada por los mantenimientos programados [174].

En cuanto al modelo de largo plazo, la Resolución 098 especificó que el cálculo de la CRT para la Estación de verano partiría de los niveles de embalses al 30 de noviembre del año para el cual se realizara el cálculo, estimados con un modelo de mediano plazo con la información disponible al 15 de noviembre; determinó que no se considerarían los niveles mínimos operativos de los embalses ni la indisponibilidad causada por los mantenimientos programados; y señaló que en el cálculo de los costos de combustibles por parte del CND, se incluiría el 85% del costo total de transporte del combustible. Esta Resolución derogó las Resoluciones CREG 022, 080 y 087 de 1996 [174].

La Resolución CREG 116 del 28 de noviembre de 1996, re-escribió las reglas de cálculo del Cargo por Capacidad, derogando la Resolución CREG 098 de 1996. Aplazó un mes la

¹⁶ Teniendo en cuenta el parque generador existente más el programado a entrar en operación comercial, sin considerar aquellas plantas o unidades térmicas con Factor de Disponibilidad promedio anual inferior a 0,65.

entregada en vigencia del Cargo, al 1 de enero de 1997. Indicó que el cálculo de la CRT para la Estación de Verano 1996-1997 sería realizado el día de entrada en vigencia de la misma Resolución. Y respecto a los contratos de suministro de combustible de las unidades térmicas, especificó que la no existencia de dichos contratos sería asumida como disponibilidad comercial igual a cero MW durante toda la Estación de Verano. Además, precisó el cálculo de la CEMD [175].

La Resolución 116 modificó el modelo de largo plazo, indicando que para el cálculo de la CRT del verano que iniciara en el año T, se partiría de los niveles de embalse al 1 de enero del año T, y se usaría para los 24 meses siguientes una única serie hidrológica correspondiente a la del bienio 1991-1992. Definió las disposiciones para las plantas hidráulicas que hubiesen entrado en operación comercial en fechas posteriores al 1 de enero del año de cálculo. Adicionalmente, aclaró que para el mismo cálculo sí serían tenidos en cuenta los niveles mínimos operativos de los embales del SIN y que el modelo reflejaría los índices IH para todo el horizonte simulado; amplió lo referente a los parámetros suministrados por la UPME, señalando que el modelo usaría, en adelante, el escenario de demanda alta y ajustaría la CRT de la Estación de Verano de forma tal que cubriese el 105% de la demanda del escenario mencionado, descontando la generación de las plantas no despachadas centralmente. También precisó que si los costos de transporte de combustibles no estaban disponibles para la fecha de cálculo de la CRT, serían estimados por la UPME.

Mediante la Resolución CREG 100 del 3 de julio de 1998, la Comisión decretó que el SIN debía protegerse contra contingencias hidrológicas hasta el 95% de PSS, por lo que modificó el método de cálculo de los Niveles Mínimos Operativos de los embales [176].

Con la experiencia recogida tras los primeros 10 meses de vigencia del Cargo por Capacidad, la CREG anunció mediante la Resolución 214 del 19 de noviembre de 1997, el estudio de las modificaciones de aquellos aspectos procedimentales, que resultaran en la orientación del Cargo al cumplimiento de los propósitos por el que fue creado, e indicando que dicho estudio finalizaría el 28 de febrero siguiente [177]. Plazo que fue prolongado hasta el 31 de marzo del mismo año por la Resolución CREG 036 del 25 de febrero de 1998 [178]. No obstante, aquellas modificaciones no fueron emitidas sino hasta el 6 de noviembre mediante la Resolución CREG 113 de 1998, que modifica la Resolución CREG 116 de 1996, realizando la consideración respectiva a los contratos de suministro de combustible sustituto por parte de los generadores térmicos. Dictaminó que los índices IH serían calculados según el anexo CO-7 del Reglamento de Operación (Resolución CREG 025 de 1995). Y, finalmente, anunció que la CREG podría flexibilizar por vía generar, la garantía en el suministro de combustible y del transporte del mismo; y podría modificar el cálculo de costos de combustibles [179].

En la Resolución CREG 047 del 14 de octubre de 1999, le fue solicitado a los Agentes generadores el envío de la información para el cálculo de la CRT, a más tardar el 10 de noviembre de cada año. Respecto al modelo de largo plazo, se especificó que para las plantas que entraran en operación en fechas posteriores al 1 de enero del año en el que se calcula la CRT, su nivel de embalse sería el correspondiente al que tuviera al entrar en operación comercial o que previera tener en el evento en el que su entrada en operación comercial fuese posterior al 15 de noviembre del año respectivo. También modificó lo referente a los costos de combustible, indicando que éstos, que representaban los costos de suministro más transporte, serían los declarados a la CREG por parte de cada uno de los agentes generadores. Dicha declaración debía reflejar condiciones contractuales [180].

La Resolución CREG 059 del 6 de noviembre de 1999, especificó, para el modelo de largo plazo, que el escenario de proyección de demanda de la UPME a ser utilizado, sería el de demanda neta alta; que los costos de combustible reportados a la CREG por cada uno de los agentes, corresponderían al costo variable para generar a la máxima capacidad neta de la planta o unidad térmica descontada la IH; y que para las plantas o unidades que se hayan retirado del SIN en el año en el que se calcula la CRT, se utilizaría la información reportada por las mismas para el cálculo de la CRT del año inmediatamente anterior [181].

Con la experiencia recogida tras los primeros años de aplicación del Cargo por Capacidad, periodo en el que se realizaron cuatro asignaciones del mismo, la CREG consideró conveniente llevar a cabo el estudio de las modificaciones que pudieran ser realizadas sobre el cargo. Dicho estudio fue anunciado en la Resolución CREG 029 del 17 de junio del 2000, y las modificaciones consideradas fueron emitidas en la Resolución CREG 072 del 24 de octubre del 2000 [182] [183]. En esta Resolución, fue re-escrito lo referente a los parámetros básicos del modelo de largo plazo, y modificado en cuanto a que para el cálculo de la CRT de la Estación de Verano del año T, se partiría de los niveles de embalse al 1 de diciembre del año T-1, y para los 24 meses siguientes a partir de esa fecha se usaría la serie hidrológica, para cada río del SIN y para cada mes, correspondiente a la peor hidrología presentada en el mes en cuestión, seleccionada entre los bienios que comienzan en diciembre de 1951, diciembre de 1953, diciembre de 1957, diciembre de 1965, diciembre de 1968, diciembre de 1972, diciembre de 1976, diciembre de 1979, diciembre de 1982, diciembre de 1986, diciembre de 1991 y diciembre de 1997 [183].

Apenas dos semanas después de emitida la Resolución CREG 072 del 2000, la Comisión observó que aquella presentaba errores de transcripción, y para la corrección de los mismos, consideró conveniente la expedición de texto íntegro en un nuevo documento. Así, en la Resolución CREG 077 del 8 de noviembre del 2000, derogando la Resolución CREG 072 del 2000, se re escribió todo lo referente al modelo de largo plazo, corrigiendo los bienios para la determinación de la serie hidrológica, para cada río del SIN y para cada mes. Adicionalmente, especificó que en el caso en el que si un generador térmico comprara el gas natural a más de un campo productor, este debía declarar qué proporción del gas utilizado provenía de cada uno de ellos, para calcular el costo ponderado de suministro y transporte [184].

Respecto a lo estipulado por la Resolución CREG 077 del 2000, frente a la redefinición de la serie hidrológica a usar en el modelo de largo plazo, mediante comunicaciones radicadas ante la Comisión los agentes generadores EMGESA S.A. E.S.P., CHIVOR S.A. E.S.P. y BETANIA S.A. E.S.P., presentaron alegato de violación a los derechos de debido proceso, de igualdad y a las Leyes 142 y 143 de 1994. La Comisión estudió lo interpuesto por los agentes, encontrándolos sin fundamentación objetiva y carentes de las circunstancias previstas en el Artículo 60 del Código Contencioso Administrativo para revocar directamente un acto administrativo. Por lo que, mediante las Resoluciones CREG 107, 108 y 109 del 18 de diciembre del 2000, negó las solicitudes sin procedencia a recurso en vía gubernativa [185] [186] [187].

La última modificación respectiva al cálculo de la CRT, fue realizada mediante la Resolución CREG 111 del 26 de diciembre del 2000, re-escibió de manera definitiva lo referente a los parámetros del modelo de largo plazo. Definió y diferenció la Información Hidrológica Operativa del SIN y la Información Hidrológica Oficial del SIN. Finalmente, anunció que la CREG llevaría a cabo un estudio para consolidar las series hidrológicas históricas. Mientras

tal estudio fuese finalizado, la información base para el cálculo de dichas series sería la reportada por los agentes y aprobada por el CNO [188].

Conciliación, Liquidación y Facturación

Antes de ser acogido el Cargo por Capacidad, las unidades de generación que calificaran como capacidad de respaldo, definida en la Resolución CREG 053 de 1994, eran remuneradas con un Cargo por Disponibilidad equivalente al costo fijo anual de una turbina a gas de ciclo abierto, que para el año 1995 fue de US\$5.73/KW-mes. El valor total a pagar por dicho Cargo, sería cobrado a los agentes comercializadores, y a los distribuidores que aún se encontrasen en el proceso de separar sus actividades comercializadoras y distribuidoras. La permanencia de tal proceso de liquidación sería revisada tras los tres años de su aplicación [170].

La Resolución CREG 053 de 1994 previó que en el proceso de liberación del Mercado de Electricidad Colombiano podría darse una situación de exceso de oferta y consecuentes precios bajos en la Bolsa de energía. Ante esto, definió el pago de un Cargo por Potencia, cobrado a los agentes comercializadores y a los agentes generadores que realizaran compras de energía; y sería pagado a los agentes generadores que fueran despachados en la operación real del sistema, a razón de la energía despachada en exceso de la establecida en sus contratos. Dicho cargo sería liquidado a US\$5.73/KW-mes. Los generadores elegidos como capacidad de respaldo, no tenían derecho a ser remunerados con el Cargo por Potencia [170].

Tras la adopción del Cargo por Capacidad y al definirse las reglas de cálculo del mismo, en la Resolución CREG 022 de 1996 fueron establecidas las reglas para determinar la Remuneración por Capacidad –VMC, el Costo Equivalente en Energía –CEE, el Costo Equivalente Real en Energía del Cargo por Capacidad –CERE, el Valor a Recaudar –VR y el Valor a Distribuir –VD [171].

La Resolución CREG 098 de 1996, que derogó la Resolución CREG 022 de 1996, adicionó la aclaración referente al caso en el precio de oferta de un generador fuese menor al CEE [174].

Finalmente, con la expedición de la Resolución CREG 116 de 1996, se conservó dicho método salvo que no fue especificada la actualización anual del VMC, y no fue modificado ni complementado durante la vigencia del Cargo por Capacidad [175].

Interconexiones Internacionales y Cogeneradores

La Resolución CREG 098 de 1996, es el primer documento en el que fue normalizado el tratamiento de las Interconexiones Internacionales respecto al Cargo por Capacidad, indicando que aquellas podrían ser incluidas en el Cargo, siempre que estuvieran constituidas legalmente como E.S.P. o representada por una de estas, y que además hayan suscrito garantías de firmeza por 5 o más años al momento del cálculo de la CRT. Esto se mantuvo sin modificaciones ni complementaciones durante toda la vigencia del Cargo [174].

En lo referente a la cogeneración, la Resolución CREG 085 de 1996 reglamentó dicha actividad en el SIN [189]. La Resolución CREG 107 de 1998, modificada por las Resoluciones CREG 032, 039 y 141 de 2001, extendió la interpretación de la actividad de cogeneración en el contexto del Cargo por Capacidad, indicando que los cogeneradores registrados ante el SIC que participen en la Bolsa con Energía Excedente con Garantía de Potencia, tendrían derecho a recibir el Cargo, siendo tal energía, descontada por los índices

IH, la CRTI de cada uno de ellos. La Capacidad Remunerable Real Individual de un cogenerador, se calcularía igual que la de un agente generador. El cogenerador que fuese tenido en cuenta en el Cargo por Capacidad, adquiriría los derechos y obligaciones propias del Cargo [190] [191] [192] [193].

Declaración y Verificación de Parámetros

Para el Cargo por Disponibilidad, en la Resolución CREG 053 de 1994 la Comisión se atribuyó el poder para ordenar auditorías técnicas sobre las plantas elegidas como respaldo y así verificar que éstas disponen de la capacidad de respaldo para generar de manera confiable, so pena de recibir una multa de hasta el 150% de la remuneración mensual, por concepto de respaldo, que hayan recibido [170].

Con la adopción del Cargo por Capacidad, la Resolución CREG 022 de 1996 estipuló que sería el CND la entidad encargada de la verificación de la disponibilidad declarada, mediante los mecanismos que la CREG aprobase. Indicó que de encontrarse discrepancias entre la disponibilidad real y la reportada, el CND informaría el hecho a la Superintendencia de Servicios Públicos. Lo anterior se mantuvo sin modificación en las Resoluciones CREG 098 y 116 de 1996 [171] [174] [175].

La Resolución CREG 047 de 1999 adicionó un cuarto anexo a la Resolución CREG 116 de 1996, que contenía los formatos de declaración de parámetros que cada agente debía diligenciar y remitir a la Comisión. Adicionalmente, modificó el Artículo 10° de la Resolución 116 de 1996, en cuanto a que la verificación en cuestión ya no sería exclusivamente de la disponibilidad declarada, sino de cada uno de los parámetros manifestados por los agentes en los formatos anteriormente indicados. Señaló que los agentes que no entregaran los formatos antes del 10 de noviembre de cada año, o que los diligenciaran de manera parcial, no serían tenidos en cuenta para el cálculo de la CRT de la Estación de Verano en cuestión; que el CNO diseñaría, antes del 31 de enero del año 2000, el mecanismo de auditoría para verificar los parámetros; y que si como resultado de la auditoría, se detectaran discrepancias con el valor de los parámetros reportados por los agentes, se comunicaría la situación a la Superintendencia de Servicios Públicos, y se asumiría que la CRR de la planta o unidad correspondiente sería igual a cero hasta que finalizara la siguiente Estación de Invierno, además de asignarle una CRT de cero MW para la siguiente Estación de Verano [180].

En la Resolución CREG 059 del 6 de noviembre de 1999, fueron incluidas al anexo 4 las definiciones de Capacidad Efectiva Neta, Volumen Mínimo Técnico, Nivel Mínimo Técnico, Nivel Máximo Físico, Nivel de Espera, Nivel Mínimo Físico, Volumen de Espera, Volumen Máximo Técnico y Volumen Muerto de Embalse. En los formatos “Plantas o Unidades Hidráulicas” y “Plantas o Unidades Térmicas”, puntualizó que el Factor de Conversión Hidráulico, para el primer formato mencionado, y el Consumo Térmico Específico, para el segundo, serían los definidos según los Acuerdos del CNO al respecto. Finalmente, esta Resolución aplazó quince días más la entrega de información en los formatos anteriormente mencionados, únicamente para el cálculo de la CRT de la Estación de Verano 1999-2000 [181].

En la Resolución CREG 020 del 11 de abril del 2000, la CREG aumentó el plazo para la realización de la auditoría de los parámetros declarados para el cálculo de la CRT de la Estación de Verano de 1999-2000, indicando la fecha de entrega del informe final a más tardar el 15 de junio del 2000. El informe final seguiría los criterios básicos dados por el

Consejo Nacional de Operación en el Acuerdo 051 del 20 de enero del 2000, en cumplimiento de lo estipulado en la Resolución CREG 049 de 1999 [194] [195].

El 9 de junio del año 2000, la firma ARTHUR ANDERSEN, contratada para la realización de la auditoría de sobre los parámetros declarados para el cálculo del Cargo por Capacidad del periodo 1999-2000, entregó a la CREG el informe final. Para darle trámite al informe, fue emitida la Resolución CREG 049 del 11 de agosto del 2000, en la que se decidió enviar al CNO copia del informe para obtener su concepto; una vez recibido el concepto del CNO, informar a los agentes con discrepancias en los parámetros declarados, para que pudiesen iniciar trámites en el ejercicio de contradicción del informe; durante el ejercicio de contradicción, el ASIC continuaría recaudando el CERE, mas no liquidaría el Valor a Distribuir a los agentes con discrepancias en los parámetros; de confirmarse la discrepancia para un agente, el ASIC reliquidaría las cuentas, asumiendo la CRR del agente en cuestión como cero MW desde la fecha de presentación del informe y procedería con la respectiva reducción del CERE y reintegraría los valores recaudados, con sus respectivos rendimientos; y, finalmente, de reconsiderarse el informe de auditoría a favor del agente, el ASIC procedería a cancelarle la totalidad del Valor a Distribuir causados y no pagados, con sus respectivos rendimientos [196].

Para el cálculo de la CRT de la Estación de Verano 2000-2001, la CREG amplió el plazo para la entrega de información en los debidos formatos por parte de los agentes. Lo anterior, mediante la Resolución CREG 078 del 8 de noviembre del 2000 [197].

En la Resolución CREG 081 del 20 de noviembre del 2000, fue re-escrito el anexo 4 de la Resolución CREG 116 de 1996, dándole numeración a los formatos y especificando que el método de cálculo del IH para el formato “A4.1 Plantas o unidades hidráulicas”, dependería del tiempo de operación comercial de la planta hidráulica; y solicitando que en el formato “A4.2 Plantas o unidades térmicas”, fuese indicado el campo productor del gas natural con el que el agente tuviese suscritos los contratos. También añadió el formato “A4.9 Arcos de bombeo”, y eliminó los formatos “Serie histórica de caudales medios mensuales en los ríos del SIN” y “Factor serie menor” [198].

En la Resolución CREG 082 del 20 de noviembre del 2000, la Comisión, considerando que dicha entidad solo puede disponer de las consecuencias de las discrepancias en los informes de auditoría una vez se han agotado las correspondientes actuaciones administrativas con la decisión definitiva; y considerando que todo agente generador que participe en el Mercado Mayorista tiene derecho a ser tenido en cuenta para el cálculo del Cargo por Capacidad, siempre y cuando cumpla los lineamientos exigidos para el cálculo del año en cuestión, sin importar las discrepancias ocurridas en la verificación de parámetros declarados para la estimación del Cargo en años anteriores, decidió modificar las Resoluciones CREG 116 de 1996 y 049 del 2000. A la Resolución 116, le derogó lo referente a que un agente que presentara discrepancias en los parámetros declarados, no podría participar en el cálculo del Cargo por Capacidad del año siguiente. A la Resolución 049, le derogó el Artículo respectivo al recaudo del CERE durante el ejercicio de contradicción y a la no liquidación del Valor a Distribuir de los agentes con discrepancias en el informe, y el Artículo referente al pago del Valor a Distribuir en caso de que resultase la contradicción del informe a favor del agente [199].

En la Resolución CREG 083 del 20 de noviembre del 2000, fue re-escrito el Artículo 10 de la Resolución CREG 116 de 1996, referente a la verificación de parámetros, solicitándole al

CNO una recomendación sobre los márgenes de error aceptables en la verificación de parámetros, pues sería la CREG la que, antes del 31 de enero del 2001, diseñaría el mecanismo de verificación; indicando que los costos de auditoría serían pagados por los agentes, a prorrata de su CRT; advirtiendo que en caso de definirse discrepancias para un agente, su Valor a Distribuir sería igual a cero para las Estaciones de Verano e Invierno para las que se estimó la CRT con los parámetros enviados; y adicionando a aquel Artículo lo estipulado por la Resolución CREG 082 de 2000 [200].

La Resolución CREG 090 del 24 de noviembre del 2000, aumentó dos semanas más el plazo establecido en la Resolución CREG 078 del 8 de noviembre del 2000, para el envío de los formatos diligenciados por los agentes, con los parámetros necesarios para el cálculo del Cargo por Capacidad del periodo 2000-2001. Posteriormente, la Resolución CREG 102 del 18 de diciembre del 2000, programó la fecha de la corrida del modelo de largo plazo el 29 de diciembre de mismo año [201] [202].

La Resolución CREG 001 del 24 de enero del 2001, aumentó el plazo para el diseño, por parte de la CREG, del mecanismo de verificación de parámetros, hasta el 15 de febrero del mismo año [203].

Mediante la Resolución CREG 006 del 1 de febrero del 2001, fue adoptado el Mecanismo de Verificación de Parámetros. Adicionalmente, especificó que los parámetros a ser verificados serían la Capacidad Efectiva Neta y los índices IH de las plantas hidráulicas y térmicas, el Factor de Conversión Hidráulico de las plantas hidráulicas y el Consumo Térmico Específico de las unidades térmicas [204].

La Resolución CREG 036 del 29 de marzo del 2001 modificó a la Resolución CREG 006 de 2001, ampliando el plazo en el que los agentes deben realizar las pruebas determinadas mediante protocolos del CNO, que no hayan realizado para la declaración de los parámetros [205].

En la Resolución CREG 017 del 20 de marzo del 2002, fue decidido no llevar a cabo el procedimiento de verificación de parámetros declarados en el cálculo del Cargo por Capacidad del periodo 2001-2002, con el fin de realizar pruebas para la verificación de disponibilidad a determinadas centrales de generación del SIN [206].

Mediante la Resolución CREG 074 del 29 de octubre del 2002, fue nuevamente escrito el anexo 4 de la Resolución CREG 116 de 1996, realizando aclaraciones referentes a los formatos “A4.1 Plantas o unidades hidráulicas” y “A4.2 Plantas o unidades térmicas”. Además, indicó que las plantas no despachadas centralmente deberían declarar sus parámetros mediante los formatos contenidos en aquel anexo [207].

La Resolución CREG 075 del 24 de octubre del 2002, precisó que la fecha de entrega del informe final mencionado en la Resolución CREG 006 del 2001, sería a más tardar el 31 de agosto del año T, en el que se calculara el Cargo por Capacidad [208].

Mediante la Resolución CREG 012 del 4 de marzo de 2003, la Comisión decidió no llevar a cabo el procedimiento de verificación de parámetros declarados para el cálculo del Cargo por Capacidad del periodo 2002-2003, con el fin de realizar pruebas para la verificación de disponibilidad a determinadas centrales de generación del SIN [209].

La Resolución CREG 009 del 12 de febrero del 2004, precisó que la fecha de entrega del informe final mencionado en la Resolución CREG 006 del 2001 y modificado por la Resolución CREG 075 del 2002, sería a más tardar el 30 de septiembre del año T+1 [210].

En la Resolución CREG 101 del 25 de octubre del 2005, se modificó el formato “A4.2 Plantas o unidades térmicas”, del anexo 4 de la Resolución CREG 116 de 1996, aclarando las observaciones sobre el diligenciamiento del mismo [211].

Finalmente, la última Resolución emitida con alguna modificación y/o complementación de alguno de los aspectos procedimentales de la declaración y verificación de parámetros para el Cargo por Capacidad, fue la Resolución CREG 125 del 20 de diciembre del 2005, que solicitaba a los generadores térmicos el envío adicional de la información contractual de suministro y transporte de combustibles [212].

ANEXO 3:

DETERMINACIÓN DE LA ENERGÍA HIDRÁULICA ESPECÍFICA

El estándar IEC 60041, indica las variables a ser medidas para la determinación de la Energía Específica Hidráulica del agua presente entre las secciones de alta y baja presión de una turbina hidráulica. A continuación se presenta tal metodología, discriminada para turbinas de baja cabeza hidráulica (casos 1 y 2), para turbinas de reacción (caso 3) y para turbinas Pelton (caso 4).

Así mismo, son detalladas las especificaciones técnicas y procedimentales para las mediciones de presión y de cabeza hidráulica, así como la selección de las secciones de alta y baja presión y del nivel de referencia (*reference datum*, en la Figura 9, Figura 10, Figura 11, Figura 12 y Figura 13). El detalle de aquellas especificaciones pueden ser corroboradas directamente en el texto original del estándar.

- **Caso 1: Máquinas de cabeza hidráulica baja, con manómetro diferencial de presión**

Para aquellas plantas hidráulicas de baja cabeza, como la representada en la Figura 9, y que cuenten con un dispositivo capaz de medir el diferencial de presión entre las secciones de alta y baja presión de la máquina, la Energía Específica Hidráulica se podrá determinar mediante la ecuación (13).

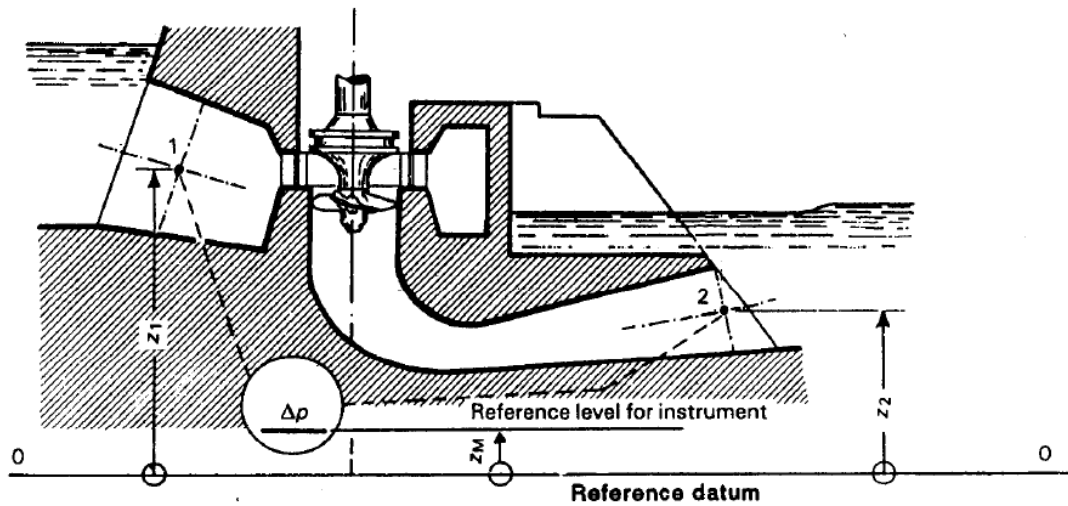


Figura 9. Medida del diferencial de presión en una turbina para cabezas hidráulicas bajas. Imagen tomada de [213].

$$E = \frac{\Delta P}{\rho_2} + \frac{v_1^2 - v_2^2}{2} \quad (13)$$

Donde,

- ΔP Diferencial de presión entre las secciones de alta y de baja presión de la turbina, expresado en Pascales.
- ρ_2 Densidad del agua en la sección de baja presión, expresada en Kg/m^3 .
- v_1 Velocidad media del agua en la sección de alta presión de la turbina, expresada en m/s. Se define como la relación entre el caudal y el área que la misma atraviesa.
- v_2 Velocidad media del agua en la sección de baja presión de la turbina, expresada en m/s. Se define como la relación entre el caudal y el área que la misma atraviesa.

- **Caso 2: Máquinas de cabeza hidráulica baja, con manómetros de columna de agua.**

Para las centrales hidroeléctricas de baja cabeza, y que cuenten con manómetros de columna de agua en las secciones de alta y baja presión de la turbina, la Energía Específica Hidráulica se determinará según la ecuación (14).

Como se observa en la Figura 10, en el manómetro de cada sección, la altura que la columna de agua obtenga respecto al nivel de referencia (*reference datum*), debido a la presión al interior de la turbina, será llamada z' . Así, la variable Z , será la diferencia entre las z' en las secciones de alta y baja presión.

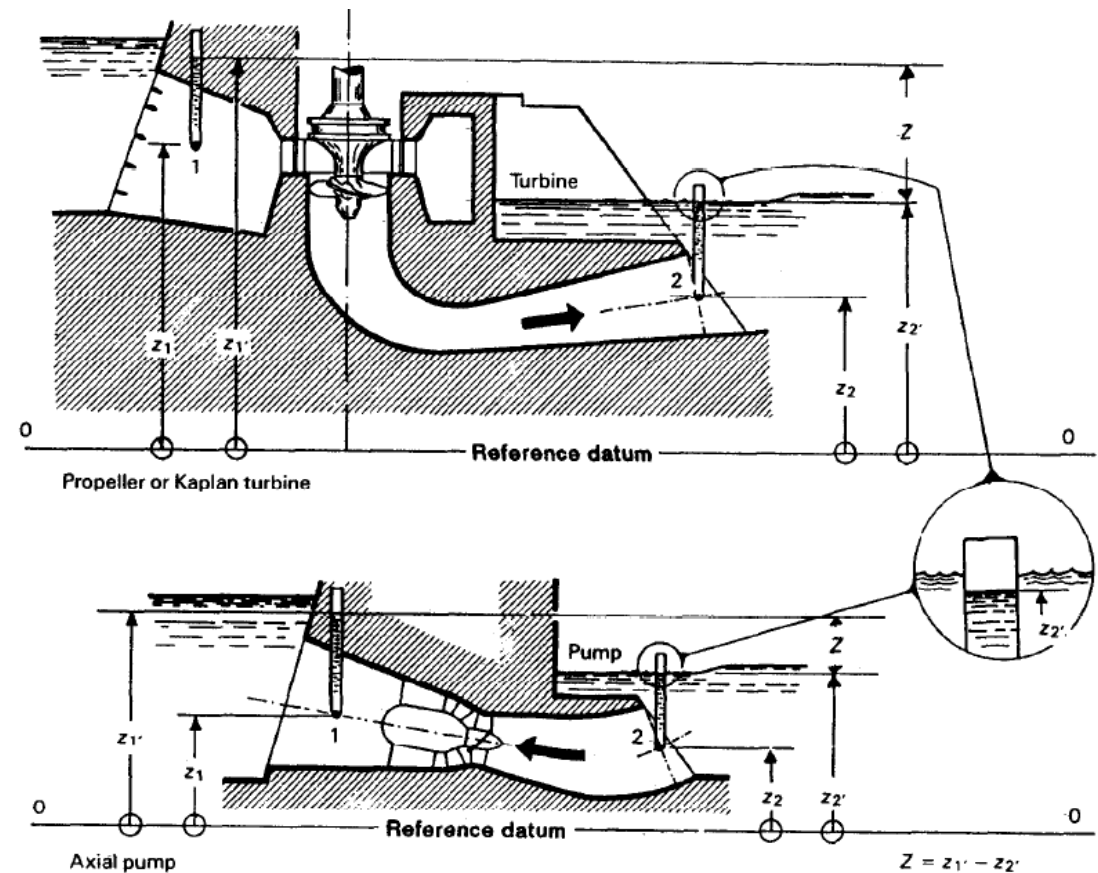


Figura 10. Medición de las presiones en las secciones de una turbina para cabezas hidráulicas bajas, mediante manómetros de columna de agua. Imagen tomada de [213].

$$E = \bar{g}Z\left(1 - \frac{\rho_a}{\bar{\rho}}\right) + \frac{v_1^2 - v_2^2}{2} \quad (14)$$

Donde,

- \bar{g} Valor promedio de la gravedad en la localidad de la turbina, expresada en m/s^2 . Es determinada como el promedio aritmético entre las gravedades en las secciones de alta y baja presión de la máquina.
- Z Diferencia entre las alturas de las columnas de agua de los manómetros de las secciones de alta y baja presión, respecto al nivel de referencia, expresada en metros. $Z = z_{1'} - z_{2'}$
- ρ_a Densidad del aire, expresada en Kg/m^3 .
- $\bar{\rho}$ Densidad del agua en cualquiera de las dos secciones de la turbina, expresada en Kg/m^3 . $\bar{\rho} = \rho_1 = \rho_2$
- v_1 Velocidad media del agua en la sección de alta presión de la turbina, expresada en m/s . Se define como la relación entre el caudal y el área que la misma atraviesa.
- v_2 Velocidad media del agua en la sección de baja presión de la turbina, expresada en m/s . Se define como la relación entre el caudal y el área que la misma

atraviesa.

- **Caso 3: turbinas de reacción**

Para las turbinas Francis y/o Kaplan, de eje vertical u horizontal, usadas en centrales de media y alta cabeza hidráulica, la Energía Específica Hidráulica se determinará con la ecuación (15). La Figura 11 muestra las relaciones dadas entre los niveles de referencia, en metros, de los manómetros y de las secciones de alta y baja presión.

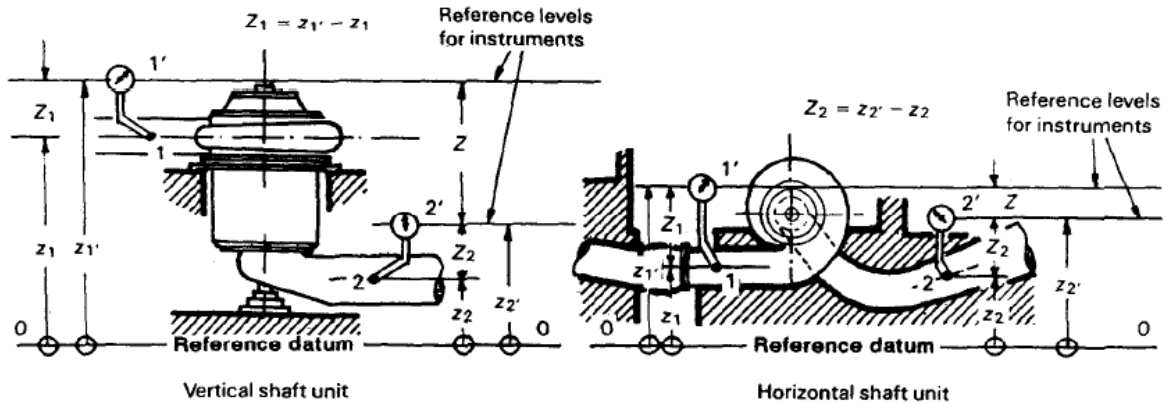


Figura 11. Mediciones en turbinas para cabezas hidráulicas altas y medias. Imagen tomada de [213].

$$E = \frac{p_{1'} - p_{2'}}{\bar{\rho}} + \bar{g}Z + \frac{v_1^2 - v_2^2}{2} \quad (15)$$

Donde,

- $p_{1'}$ Presión medida en el punto relativo a la sección de alta presión de la turbina. Se expresa en Pascales.
- $p_{2'}$ Presión medida en el punto relativo a la sección de baja presión de la turbina. Se expresa en Pascales.
- $\bar{\rho}$ Densidad del agua en cualquiera de las dos secciones de la turbina, expresada en Kg/m^3 . $\bar{\rho} = \rho_1 = \rho_2$
- \bar{g} Valor promedio de la gravedad en la localidad de la turbina, expresada en m/s^2 . Es determinada como el promedio aritmético entre las gravedades en las secciones de alta y baja presión de la máquina.
- Z Diferencia entre las alturas de las columnas de agua de los manómetros de las secciones de alta y baja presión, respecto al nivel de referencia, expresada en metros. $Z = z_{1'} - z_{2'}$
- v_1 Velocidad media del agua en la sección de alta presión de la turbina, expresada en m/s . Se define como la relación entre el caudal y el área que la misma atraviesa.
- v_2 Velocidad media del agua en la sección de baja presión de la turbina, expresada en m/s . Se define como la relación entre el caudal y el área que la misma atraviesa.

- **Caso 4: turbinas Pelton**

En las turbinas tipo Pelton, ya sea de eje vertical u horizontal, se mide únicamente la presión en el ducto común a los inyectores (Figura 12 y Figura 13). La Energía Específica Hidráulica de la máquina, se determinará mediante la ecuación (16).

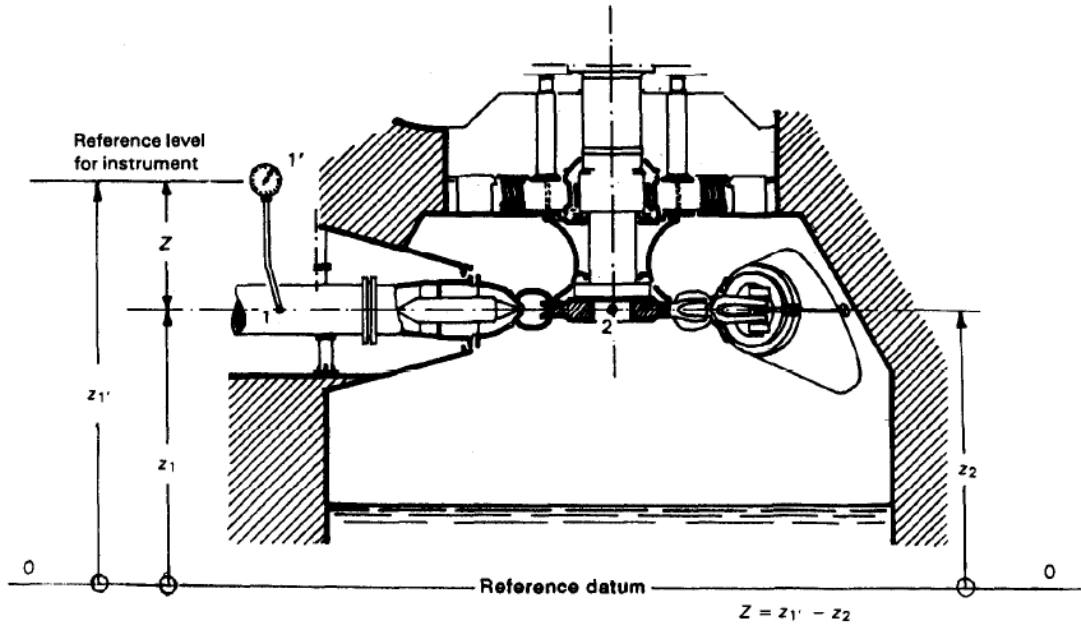


Figura 12. Turbina Pelton de eje vertical. Imagen tomada de [213].

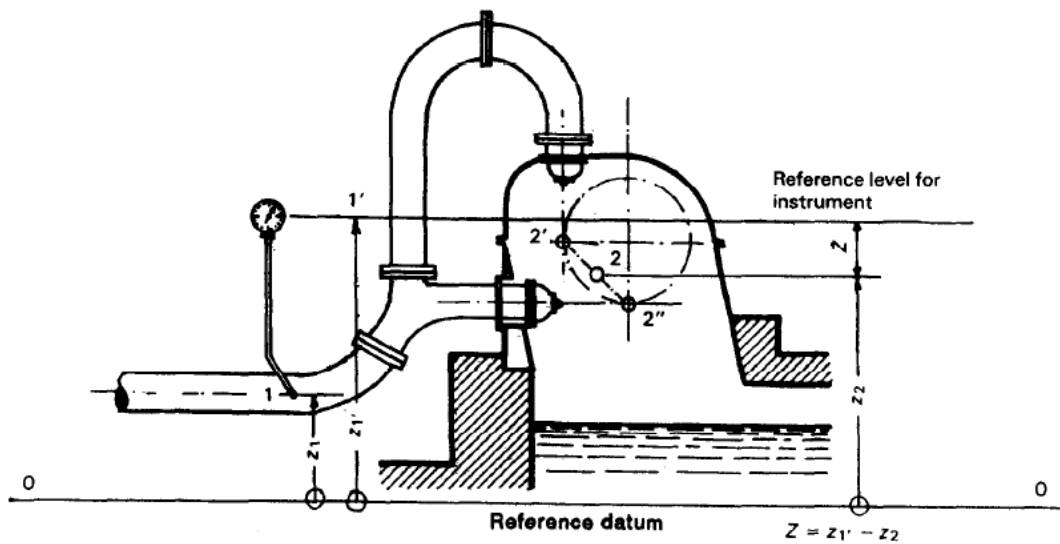


Figura 13. Turbina Pelton de eje horizontal. Imagen tomada de [213].

$$E = \frac{p_{1'}}{\bar{\rho}} + \bar{g}Z + \frac{v_1^2}{2} \quad (16)$$

Donde,

- $p_{1'}$ Presión medida en el punto relativo a la sección de alta presión de la turbina. Se expresa en Pascales.
- $\bar{\rho}$ Densidad del agua en cualquiera de las dos secciones de la turbina, expresada en Kg/m³. $\bar{\rho} = \rho_1 = \rho_2$
- \bar{g} Valor promedio de la gravedad en la localidad de la turbina, expresada en m/s². Es determinada como el promedio aritmético entre las gravedades en las secciones de alta y baja presión de la máquina.
- Z Diferencia entre las alturas de las columnas de agua de los manómetros de las secciones de alta y baja presión, respecto al nivel de referencia, expresada en metros. $Z = z_{1'} - z_{2'}$
- v_1 Velocidad media del agua en la sección de alta presión de la turbina, expresada en m/s. Se define como la relación entre el caudal y el área que la misma atraviesa.