

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS

“TRATAMIENTO CONTABLE DE LAS OPERACIONES DE UNA EMPRESA
HIDROELÉCTRICA APLICANDO NORMAS INTERNACIONALES DE CONTABILIDAD”



TESIS:

PRESENTADA A LA JUNTA DIRECTIVA DE
LA FACULTAD DE CIENCIAS ECONOMICAS

POR

EDWIN OMAR PEREIRA NORIEGA

PREVIO A CONFERIRSELE EL TÍTULO DE

CONTADOR PÚBLICO Y AUDITOR

EN EL GRADO ACADÉMICO DE

LICENCIADO

Guatemala, julio de 2005

MIEMBROS DE LA JUNTA DIRECTIVA
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS

DECANO	Lic. Eduardo Antonio Velásquez Carrera
SECRETARIO	Lic. Oscar Rolando Zetina Guerra
VOCAL 1º	Lic. Canton Lee Villela
VOCAL 2º.	Lic. Albaro Joel Girón Barahona
VOCAL 3º.	Lic. Juan Antonio Gómez Monterroso
VOCAL 4º.	P.C. Mario Roberto Flores Hernández
VOCAL 5º.	B.C. Jairo Daniel Dávila López

PROFESIONALES QUE REALIZARON LOS EXÁMENES
DE ÁREAS PRÁCTICAS BÁSICAS

Auditoría	Lic. Rubén Eduardo Del Águila Rafael
Contabilidad	Lic. Manuel Alberto Selva Rodas
Matemáticas – Estadística	Lic. José Luís Reyes Donis

TRIBUNAL QUE REALIZÓ EL EXAMEN
PRIVADO DE TESIS

Presidente	Lic. Rubén Eduardo Del Águila Rafael
Examinador	Lic. José Rolando Ortega
Examinador	Lic. Mario Leonel Perdomo Salguero

Guatemala, 7 de marzo de 2005.

Lic. Eduardo Antonio Velásquez Carrera

Decano de la Facultad de Ciencias Económicas

Universidad de San Carlos de Guatemala

Presente

Señor Decano:

Tengo el honor de referirme a la resolución emitida por esa Decanatura el veintiséis de agosto del año dos mil dos, por medio de la cual fui designado para asesorar al señor Edwin Omar Pereira Noriega en su trabajo de tesis titulado "Tratamiento contable de las Operaciones de una Empresa Hidroeléctrica aplicando Normas Internacionales de Contabilidad".

Considero que el mismo contiene aspectos teóricos importantes relacionados con el tema en cuestión, aplicables a la contabilidad en nuestro medio y que servirá como una guía a los estudiosos de la materia y profesionales de las Ciencias Económicas.

En virtud de lo antes expuesto, considero que el trabajo mencionado reúne los requisitos necesarios para su discusión académica en el examen privado de tesis, previo a conferírsele el título de CONTADOR PÚBLICO Y AUDITOR, en el grado académico de Licenciado.

Sin otro particular aprovecho la oportunidad para suscribirme muy atentamente,

Lic. Hector Raul De León Cano

Colegiado No. 4622

ACTO QUE DEDICO

A Dios y al Divino Maestro

Por ser la fuente de mi sabiduría y mi fe.

A mi madre

Por el respaldo emocional y el apoyo a todos mis proyectos.

A mi esposa y mi hijo

Por ser un aliciente importante en mi vida, por su comprensión y amor.

A mis familiares

Por su apoyo incondicional y comprensión.

A mis amigos universitarios

Por el apoyo y comprensión que me brindaron en todas las etapas de la carrera.

A mis amigos

Por su apoyo incondicional para poder cumplir mis metas profesionales.

A mi asesor de tesis

Por su amistad y apoyo incondicional en el cumplimiento de mis metas.

A la Universidad de San Carlos

De Guatemala

Por ser mi casa de estudios que me ha permitido tener logros profesionales muy importantes.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN

	Página
CAPÍTULO I	
1. TEORÍA GENERAL SOBRE LAS HIDROELÉCTRICAS	
1.1 Conceptos y definiciones de hidroeléctricas	1
1.2 Historia de las hidroeléctricas en Guatemala	13
1.3 Ubicación geográfica de las hidroeléctricas	19
1.4 Principales hidroeléctricas que operan en Guatemala	19
1.5 Objetivos de las hidroeléctricas	20
1.6 Formas de operación de las hidroeléctricas	20
1.7 Riesgos naturales de una hidroeléctrica	21
1.8 Requisitos legales aplicables a hidroeléctricas	21
 CAPITULO II	
2. ENTIDADES REGULADORAS Y PRINCIPALES NORMAS QUE RIGEN LA OPERACIÓN DE LAS HIDROELÉCTRICAS	
2.1 ENTIDADES REGULADORAS	22
2.2 PUNTOS IMPORTANTES DE LA REGULACIÓN DEL MERCADO MAYORISTA	24
2.2.1 Transacciones en el mercado mayorista	24
2.2.1.1 Mercado a término	24
2.2.1.2 Participantes en los contratos de mercado a término	24
2.2.1.3 Información y publicidad de los contratos	25
2.2.1.4 Modalidades de contratación del mercado a término	27
2.2.1.5 Características de los contratos del mercado a término	29
2.2.2 Exportación e importación de energía eléctrica	32
2.2.3 Empresas que pueden realizar operaciones de importación y exportación	33
2.2.3.1 Tipo de operaciones de importación y exportación	34
2.2.3.2 Contratos de importación y exportación	34
2.2.4 Facturación de los contratos de energía y potencia	35
2.2.5 Procedimiento de liquidación y facturación	35
2.2.5.1 Informe de transacciones económicas	36
2.2.5.2 Facturación	37
2.2.5.3 Pagos	38
2.2.5.4 Garantía	38

2.2.5.5	Cuota del AMM	39
2.2.6	Cálculo del peaje en el sistema de transporte principal y secundario	39
2.2.6.1	Determinación del sistema de transacciones económicamente adaptado	40
2.3	NORMAS INTERNACIONALES DE CONTABILIDAD (NIC´s) APLICABLES A LOS REGISTROS CONTABLES DE UNA EMPRESA HIDROELÉCTRICA	
2.3.1	Presentación de estados financieros – NIC 1	42
2.3.2	Inventarios – NIC 2	42
2.3.3	Depreciaciones – NIC 4	43
2.3.4	Estados de flujo de efectivo NIC 7	43
2.3.5	Ganancia o pérdida neta del período, errores fundamentales y cambio en las políticas contables NIC 8	44
2.3.6	Impuesto sobre las ganancias NIC 12	45
2.3.7	Propiedad, planta y equipo – NIC 16	46
2.3.8	Ingresos – NIC 18	48
2.3.9	Efecto en las tasas de cambio de moneda extranjera NIC 21	50
2.3.10	Deterioro del valor de los activos NIC 36	51
2.3.11	Provisiones, activos contingentes y pasivos contingentes NIC 37	53
2.3.12	Activos intangibles NIC38	56

CAPÍTULO III

3.	INVESTIGACIÓN DEL REGISTRO CONTABLE DE LAS EMPRESAS QUE OPERAN HIDROELÉCTRICAS	
3.1	Registro contable de una Hidroeléctrica a la fecha	59
3.2	Sistema contable	61
3.3	Métodos contables utilizados	63
3.4	Causas y efectos en los estados financieros	64
3.5	Cumplimiento de las disposiciones técnicas, legales y normativas	65
4.	TRATAMIENTO CONTABLE DE LAS OPERACIONES DE UNA EMPRESA HIDROELÉCTRICA APLICANDO NORMAS INTERNACIONALES DE CONTABILIDAD	
4.1	Efectivo	66

4.2	Cuentas por cobrar	67
4.3	Inventarios	68
4.4	Depreciaciones	68
4.5	Propiedad, planta y equipo	70
4.6	Cuentas por pagar	74
4.7	Ingresos	75
4.8	Efecto en las tasas de cambio de moneda extranjera	75
4.9	Deterioro del valor de los activos	76
4.10	Cargos diferidos	86
4.11	Presentación de estados financieros	87
4.11.1	Balance general	87
4.11.2	Estado de resultados	88
4.11.3	Estado de cambios en el patrimonio de los accionistas	89
4.11.4	Estado de flujos de efectivo	90

CAPÍTULO V

5. CASO PRÁCTICO - ANÁLISIS Y CONCLUSIONES SOBRE LOS REGISTROS CONTABLES DE UNA HIDROELÉCTRICA APLICANDO NORMAS INTERNACIONALES DE CONTABILIDAD

5.1 Desarrollo de caso practico.

CONCLUSIONES

RECOMENDACIONES

BIBLIOGRAFÍA

INTRODUCCIÓN

El contenido de la presente tesis, revisa a nivel general la correlación que existe entre las leyes y reglamentos dictados por las autoridades encargadas de la administración y vigilancia de la operación de energía en nuestro país; así también la relación existente entre las leyes fiscales y la aplicación de Normas Internacionales de Contabilidad.

Este trabajo fue preparado, con la premisa de dar a conocer los principales cambios que existen en la aplicación de Normas Internacionales de Contabilidad, específicamente a las empresas hidroeléctricas en Guatemala, considerando que muchas de las empresas que invierten en este tipo de negocios son extranjeras.

Uno de los objetivos principales planteados al elaborar el presente punto de tesis, es poder dar un aporte hacia aquellas compañías dedicadas a la explotación de los recursos hidráulicos, que presentan los tratamientos contables permitidos por cada una de las Normas Internacionales de Contabilidad, que tienen mayor relación con las operaciones que generan este tipo de negocios para el registro en la contabilidad. Para propósito de su presentación, esta investigación se dividió en cinco capítulos que contienen lo que a continuación se detalla:

En el capítulo I, encontrará conceptos básicos relacionados con el sector eléctrico, que deben aplicarse en el manejo de las operaciones de una hidroeléctrica en Guatemala, así como una reseña histórica del desarrollo de la energía eléctrica en dicho país y los cambios que a sufrido de su administración estatal para llegar a una administración privada.

En el capítulo II, se mencionan las principales transacciones que se efectúan en el Mercado Mayorista y que son coordinadas por el Administrador del Mercado Mayorista; así también se presentan los objetivos y los alcances de cada una de las Normas Internacionales de Contabilidad, que tienen mayor relación con la operación de las hidroeléctricas.

En el capítulo III, se desarrollo una investigación general de dos hidroeléctricas que actualmente operan en Guatemala, con el objeto de obtener mayor información sobre los registros de las operaciones según las Normas Internacionales de Contabilidad, y su relación con las leyes impositivas de nuestro país.

En el capítulo IV, se presenta una ejemplificación de cada uno de los párrafos que tienen mayor relación es presentar una ejemplificación de cada uno de los párrafos de las Normas Internacionales de Contabilidad que tienen mayor relación con las operaciones de contables que se registran en una hidroeléctrica, así también se determinó los beneficios fiscales que poseen dichas empresas dedicadas a la generación de energía eléctrica por medio de plantas hidroeléctricas.

En el Capítulo V, encontrara desarrollo de un caso practico relacionado a la aplicación de Normas Internacionales de Contabilidad, con el fin de dar a conocer las principales operaciones contables que deben registrarse para conformas a dichas Normas Internacionales y la determinación de los beneficios que obtienen este tipo de empresas así como los ahorros en los pagos de impuestos.

CAPÍTULO I

TEORÍA GENERAL SOBRE LAS HIDROELÉCTRICAS

Conceptos y definiciones de hidroeléctricas

A continuación se muestran algunos conceptos que nos ayudaran a tener un entendimiento sobre los diferentes términos utilizados en el sector eléctrico con el objetivo de familiarizarnos con el tema:

Electricidad: se forma debido a la separación o movimiento de los electrones que forman los átomos, cuya manifestación más característica es la propiedad que por fricción y comprensión, etc., adquieren ciertas sustancias que atraen cuerpos ligeros que producen chispas; antiguamente se la consideró como un fluido pero la última hipótesis científica trata de explicarla como la manifestación de una forma de la energía debido a la separación ó movimiento de los electrones que forman los átomos (2).

La electricidad no se manifiesta igualmente en todos los cuerpos, la que se produce frotando un pedazo de resina tiene efectos contrarios a la que se produce frotando una barra de vidrio. Se distinguen, pues, dos electricidades: 1) Negativa o resinosa, la que se manifiesta en los cuerpos que se electrizan como la resina; 2) Vítreo ó positiva, la que se manifiesta en los cuerpos que se electrizan vidrio estática, FIS., la que aparece en un cuerpo cuando existen en las cargas eléctricas en reposo. (7).

Categoría de los fenómenos físicos originados por la existencia de cargas eléctricas y por la interacción de las mismas. Cuando una carga eléctrica se encuentra estacionaria o estática produce fuerzas eléctricas sobre otras cargas situadas en una misma región de expansión; cuando está en movimiento produce además efectos magnéticos, los efectos eléctricos y magnéticos dependen de la posición y movimiento relativo de las partículas con carga.

En lo que respecta a los efectos eléctricos, esas partículas pueden ser neutras, positivas o negativas (átomo). La electricidad se ocupa de las partículas cargadas positivamente, como los protones, que repelen mutuamente, y de las partículas cargadas negativamente, como los electrones, que también se repelen mutuamente, en cambio las partículas negativas y positivas se atraen entre sí.

Ese comportamiento puede resumirse diciendo que las cargas del mismo signo se repelen y las cargas de distinto signo se atraen. (7).

La energía es una forma elemental de la materia que manifiesta por varios fenómenos: atracción, propulsión, calor, luz y reacciones químicas. Cuando se frotan entre sí dos cuerpos se producen dos clases de electricidad: una positiva y la otra negativa; cada una de ellas se manifiesta de una de los dos cuerpos la creación de estas cargas eléctricas están formados de un núcleo central electrizado positivamente rodeado de electrones, corpúsculos cargados de electricidad negativa. Estas cargas de signos contrarios se compensan en los cuerpos de electricidad de una carga negativa, y cuando los electrones son menos poderosos que el núcleo central hay una carga residual positiva. La electricidad creada por frotamiento se llama estática. Las cargas eléctricas en los conductores, bajo formas de corriente eléctrica, constituyen la electricidad dinámica. (7)

Energía hidráulica: Es la producida por el movimiento del agua, el hombre la usa en la actualidad para obtener energía eléctrica. Se usa para ruedas hidráulicas para moler cereales y partir madera. (2)

Máquina hidráulica: es un dispositivo que produce movimiento. En general, se busca que la máquina haga girar un eje o flecha, de manera que ésta accione algún dispositivo cuya utilización nos interesa.

Cuando la máquina es accionada por la fuerza del agua o trasmite a ella su energía se dice que es una máquina hidráulica. En el primer caso se habla de una turbina y en el segundo una bomba, que son los dos tipos de máquinas hidráulicas. (2)

Generación hidráulica: Este tipo de planta de generación de electricidad utiliza la energía de las aguas para impulsar una turbina que a su vez hace girar al generador eléctrico. La generación de electricidad a partir de la energía contenida en las aguas es quizá la más antigua de las conversiones de energía. Las centrales de tipo hidroeléctrico son preferidas, debido a su bajo costo en la producción de la energía, características que son siempre atractivas aunque algo opacada por el hecho de los elevados costos de instalación y el prolongado tiempo de construcción, en especial en obra de ingeniería para la construcción de presas, pero en los actuales momentos resulta aún más favorable la utilización en este tipo de fuente primaria, frente a las de tipo térmico. (2)

Turbina: es un tubo de inyección de agua con movimiento vertical mediante aletas espirales en el interior del mismo. Transforma la energía potencial del agua en potencia mecánica. (5).

Bomba hidráulica: es una bomba impulsada por agua corriente. Dicha bomba utiliza la energía de una gran cantidad de agua que corre desde una pequeña altura, para bombear una limitada cantidad de agua a una gran altura. (5)

Generador Eléctrico: Transforma la energía mecánica proveniente de la turbina en energía eléctrica. (5)

Ley General de Electricidad de Guatemala: Según Decreto 93-96 del Congreso de la Republica de Guatemala, fue aprobada ésta Ley y fué publicada el 15 de noviembre de 1996, así como su Reglamento y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista (AMM) según Acuerdo Gubernativo número 299-98 del Presidente de la República y publicado el 2 de abril de 1997 y es el instrumento legal que establece las normas jurídicas fundamentales que facilitan la actuación de los diferentes sectores del sistema eléctrico y la optimización del crecimiento del subsector para satisfacer las necesidades sociales y productivas de la población guatemalteca.

Estos instrumentos establecen tanto las normas jurídicas fundamentales para la participación de inversionistas, que apoyen la creación de empresas de generación, transmisión y distribución, como las normas de protección al consumidor de energía eléctrica.

Generador: Es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de una central de generación de energía eléctrica, que comercializa total o parcialmente, su producción de electricidad. (6/ Artículo 6)

Central: es el conjunto de una o más unidades generadoras de energía eléctrica, localizadas en un mismo emplazamiento. (1/ Artículo 1)

Agentes del mercado mayorista: son los generadores, comercializadores, distribuidores, importadores, exportadores y transportistas cuyo tamaño supere el límite establecido en el reglamento de la ley. (6/Artículo 6)

Centro de despacho de carga del Administrador del Mercado Mayorista (AMM): es la forma en que se debe programar el funcionamiento de las plantas para cubrir la demanda del sistema, en un momento determinado, de tal manera que se obtenga el costo mínimo de generación respetando las restricciones técnicas de confiabilidad y calidad de suministro.

El objeto del despacho es determinar el programa de carga de la oferta disponible, que permita abastecer la demanda prevista para el Mercado Mayorista en un período de tiempo determinado, minimizando el costo total de operación, tomando en cuenta las condiciones de compra mínima de energía obligada de los contratos existentes, las restricciones de transporte y los requerimientos operativos de calidad y de confiabilidad, de conformidad con los criterios, principios y metodología establecidos en las normas de coordinación. (14)

Integrante: es el generador, gran usuario, transportista y distribuidor del sistema nacional interconectado que sin cumplir todos los requisitos de la condición de agente, tuvieron a juicio del Administrador de Mercado Mayorista, las características suficientes para incorporarse a la actividad de coordinación de la operación técnica. (1/ Artículo 1).

Gran usuario: es aquel cuya demanda de potencia excede 100 kilovatios o el límite inferior fijado por el Ministerio de Energía y Minas en el futuro. el gran usuario no estará sujeto a regulación de precio y las condiciones de suministro serán libremente pactadas con el distribuidor o con cualquier otro suministrador. (6/Artículo 6)

Usuario: es el titular o poseedor del bien inmueble que recibe el suministro de energía eléctrica. (6/Artículo 1)

Participantes del mercado mayorista (Mercado Mayorista): son el conjunto de los agentes del Mercado Mayorista más el conjunto de las empresas que sin tener esta última condición, realizan transacciones económicas en el Mercado Mayorista, con excepción de los usuarios del servicio de distribución final sujetos a regulación de precios.(1/ Artículo 1)

Participante productor: para propósitos de coordinación operativa y administración comercial, se denomina así a los generadores, y a los comercializadores, incluyendo a los importadores, que ofrecen potencia y energía eléctrica al Mercado Mayorista. (1/ Artículo 1)

Despacho: se refiere al despacho económico de carga que realiza el Administrador del Mercado Mayorista. (7/ Página 10) Diariamente el Administrador del Mercado Mayorista preparará el despacho para el día siguiente, que indicará la potencia de cada unidad para cada intervalo horario. El nivel de generación satisficera la demanda esperada del Sistema Nacional Interconectado (SIN) a mínimo costo operativo, tomando en cuenta todas las restricciones de la red y condiciones tales como eventos especiales o feriados.

El despacho diario incluye:

- a) Potencia activa a generar por cada unidad térmica en cada período horario, incluyendo horarios de arranque y parada;
- b) Potencia activa a generar por cada central hidráulica en cada período horario;
- c) Potencia activa a generar por cada unidad que utilice fuente renovable;
- d) Unidades que constituirán la reserva rodante y márgenes de reserva para regulación de frecuencia y para unidades con control automático de generación;
- e) Horarios de conexión y desconexión de equipos de compensación reactiva;
- f) Horarios de energización y desenergización de líneas de transmisión;
- g) Identificación de unidades comprometidas como reserva rápida;
- h) Programa de mantenimiento de equipos de transmisión para el día;
- i) Identificación de unidades que suministrarán los requisitos mínimos de potencia reactiva para soporte de tensión;
- j) Programa de desconexión de cargas (si se previera demanda insatisfecha). (14)

Indisponibilidad: se considera que un equipamiento está indisponible cuando está fuera de servicio por causa propia o por la de un equipo asociado a su protección o maniobra. (1/ Artículo 58)

Indisponibilidad forzada: todo equipamiento asociado al servicio de transporte de energía eléctrica que se encuentre fuera de servicio sin que tal situación proviniera de las órdenes de operación impartidas por el Administrador del Mercado Mayorista o en

condición de indisponibilidad programada, será considerado en condición de indisponibilidad forzada. (1/ Artículo 60)

Operación en tiempo real: el Administrador del Mercado Mayorista realiza la coordinación de la operación en tiempo real del sistema nacional interconectado y de las interconexiones internacionales, e integra los servicios complementarios necesarios, con el objetivo de mantener el balance entre generación y demanda y preservar la seguridad y continuidad del servicio. Esta tarea es realizada por el centro de despacho de carga, de acuerdo con la condición en que se encuentre el sistema, ya sea condición de operación normal o condición de operación de emergencia, teniendo autoridad para desconectar carga y emitir órdenes de arranque y parada de unidades generadoras.

Si durante la operación, por indisponibilidad propia imprevista, la generación propia de un generador con contratos de abastecimiento resulta insuficiente para cumplir sus compromisos, podrá solicitar comprar energía en el mercado de oportunidad, la misma será abastecida, al precio oportunidad de la energía, en la medida que exista, el excedente solicitado. (18/pagina 11)

Caracterización de la demanda: una de las principales características de la demanda de energía eléctrica es la variabilidad, por ser un energético no almacenable, la energía eléctrica debe ser producida en el mismo instante en que ocurre la solicitud de consumo. La forma del consumo es determinada básicamente por la voluntad del consumidor que se refleja en forma casi instantánea en las centrales generadoras. (15)

Demanda firme: representa la parte de la demanda máxima proyectada que le corresponde a cada distribuidor, exportador, gran usuario o comercializador que demanda potencia y energía eléctrica en el Mercado Mayorista y que se calcula utilizando la relación entre su demanda y la demanda total estimada para el Mercado Mayorista, en la hora prevista para la demanda máxima proyectada, de acuerdo con los procedimientos establecidos en las normas de coordinación. (17/ Artículo 1)

Demanda máxima proyectada: es el requerimiento de potencia máxima anual para el Mercado Mayorista, y se integra sumando las potencias a generar, incluyendo la de importación, más la reserva determinada en la programación de largo plazo. (17/ Artículo 1)

Oferta firme: es una característica técnica de cada unidad generadora que se calcula en función de su potencia máxima y de su disponibilidad. (17/ Artículo 1)

Se denomina oferta firme (OF) de cada unidad generadora de los participantes productores a la máxima potencia neta – descontados sus consumos internos - capaz de producir, en función de sus características técnicas, su potencia máxima y disponibilidad, teniendo en cuenta las restricciones propias de la central o de su sistema de transmisión asociado.

La suma de oferta firme de todas las unidades generadoras de un participante productor se denomina oferta firme total (OFT).

Los participantes productores podrán transar parcial o totalmente la oferta firme de sus unidades generadoras a través de contratos de abastecimiento o de reserva de potencia, de acuerdo a los criterios establecidos en la norma de coordinación comercial no. 13. (14/Artículo 1)

Oferta firme eficiente: es la parte de la oferta firme de una unidad generadora que resulta requerida, como generación o como reserva, en la hora de demanda máxima proyectada, para el período de un año. Para el caso de las centrales hidráulicas oferta firme eficiente es igual que oferta firme. (14/Artículo 1)

Oferta firme disponible: es la parte de la oferta firme de cada unidad generadora, que se calcula considerando la indisponibilidad registrada en los períodos de máxima demanda del mes, de acuerdo con las normas de coordinación operativa. (17/ Artículo 1)

Precio de la potencia de punta: es el costo marginal, de suministrar potencia al Mercado Mayorista. (1/Artículo 1)

Precio de referencia de la potencia: es el precio que se utiliza para valorizar las transacciones de desvíos de potencia. (1/ Artículo 1)

Transacciones de desvíos de potencia: es el conjunto de intercambios en el Mercado Mayorista, que resulta de los excedentes o faltantes de la potencia comprometida en contratos entre sus participantes. El participante productor que resulta en un mes con un desvío de potencia negativo, establecido como la diferencia entre su oferta firme disponible total y la potencia total comprometida en los contratos en que vende potencia dicho participante, debe comprar el faltante mediante transacciones de desvíos de potencia. (21/ Artículo 1)

Contratos existentes: son los contratos de suministro de energía eléctrica entre generadores y empresas distribuidoras, suscritos antes de la entrada en vigencia de la ley de electricidad y vigentes a la promulgación del reglamento de electricidad. (1/ Artículo 1)

Contratos a término: es el conjunto de transacciones de compra y venta de electricidad pactados en base a la metodología que sea establecida por la comisión. (1/ Artículo 1)

Mercado spot: es el conjunto de transacciones de compra-venta de electricidad de corto plazo, no basado en contratos a término. (1/ Artículo 1)

Unidad generadora marginal: es la unidad generadora en condiciones de satisfacer un incremento de demanda, posible de ser despachada por el Administrador de Mercado Mayorista de acuerdo con los procedimientos establecidos en su correspondiente reglamento. (1/ Artículo 1)

Unidad generadora forzada: es la unidad generadora obligada a operar fuera del despacho económico por causa de restricciones técnicas, operativas, de calidad o de confiabilidad, del parque de generación o de la red de transporte así como por cláusulas de compra mínima de energía de los contratos existentes. La energía producida por esta unidad generadora se denomina generación forzada. (1/ Artículo 1)

Peaje: es el pago que devenga el propietario de las instalaciones de transmisión, transformación o distribución por permitir el uso de dichas instalaciones para la transportación de potencias y energía eléctrica por parte de terceros. (6/ Artículo 6)

Peaje por el uso de interconexiones internacionales: a los efectos del cálculo del peaje, se considerará el costo asociado a una interconexión internacional, de las instalaciones comprendidas entre la conexión al sistema principal y la frontera de Guatemala, con el país con el que realiza el intercambio. (20/ 9.7)

Transmisión: es la actividad que tiene por objeto el transporte de energía eléctrica a través del sistema de transmisión. (1/ Artículo 1)

Sistema de transmisión: es el conjunto de subestaciones de transformación y líneas de transmisión, entre el punto de entrega del generador y el punto de recepción del distribuidor o de los grandes usuarios y comprende un sistema principal y sistemas secundarios. (1/ Artículo 1)

Líneas de conducción y de transmisión de energía: las líneas de conducción de energía eléctrica pueden cruzar ríos, canales, líneas férreas, acueductos, calles, caminos y otras líneas eléctricas, telegráficas, telefónicas o cablegráficas, debiéndose diseñar las instalaciones de tal manera que garanticen la seguridad de las personas y sus bienes, así como la prestación de los servicios.

Líneas de transmisión: las líneas de transmisión son las arterias por las cuales el concepto del mercado no regulado de electricidad prospera, pues permite que los consumidores puedan, en tesis, buscar los precios más competitivos de suministradores de fuera de su localidad.

Sin líneas de transmisión, sería muy difícil para localidades con gran concentración de demanda usar todo el potencial que ofrece el libre mercado. Las líneas de transmisión permiten colocar las unidades generadoras en los lugares más adecuados para instalar tamaños y extraer valores económicamente optimizados de generación de electricidad.

Por otro lado, la operación de un sistema integrado con líneas de transmisión interconectadas, conocido como red eléctrica, requiere programas de despacho de carga que deben conciliar un suministro competitivo y confiable con la complejidad de un sistema con muchos nodos, que posee requisitos estrictos de estabilidad inherentes a la transmisión de electricidad y necesidades de administrar pérdidas de energía en líneas extensas. Ello hace que la introducción de unidades generadoras muy pequeñas, en una red eléctrica de grandes dimensiones, no sea técnicamente lo más apropiado ni económicamente lo más indicado, como tampoco la interconexión a la red de pequeños núcleos de demanda. O sea que la implantación del concepto de mercado no regulado no implica, a priori, una democratización general de acceso a las fuentes más baratas.

Sistema eléctrico nacional: es el conjunto de instalaciones, centrales generadoras, líneas de transmisión, subestaciones eléctricas, redes de distribución, equipo eléctrico, centros de carga y en general toda la infraestructura eléctrica destinada a la prestación del servicio, interconectados o no, dentro del cual se efectúan las diferentes transferencias de energía eléctrica entre diversas regiones del país. (6/ Artículo 6)

Sistema principal: es el sistema de transmisión compartido por los generadores. La Comisión Nacional de Energía Eléctrica define este sistema, de conformidad con el informe que al efecto le presente el Administrador del Mercado Mayorista. (1/ Artículo 6)

Sistema secundario: es aquel que no forma parte del sistema principal. Los sistemas de distribución privada y final no forman parte del sistema secundario. (1 / Artículo 6)

Alta tensión: es el nivel de tensión superior a sesenta mil (60,000) voltios. (1 / Artículo 6)

Baja tensión: es el nivel de tensión igual o inferior a mil (1,000) voltios. (1 / Artículo 6)

Media tensión: es el nivel de tensión superior a mil (1,000) voltios y menor o igual a sesenta mil (60,000) voltios. (1 / Artículo 6)

Función de transportista: es una empresa distribuidora que cumple las veces de transportista para un generador o gran usuario conectado en su red de media o baja tensión.

El servicio de función de transportista, es todo distribuidor que dentro de sus instalaciones tiene conectados a grandes usuarios, generadores u otros distribuidores, deben prestar a estos el servicio de transporte, en las condiciones que establece el reglamento de electricidad.(1/9)

Cargo por conexión de transporte: se denomina cargo por conexión de transporte a los ingresos que un transportista recibe por instalar, operar y mantener los equipos necesarios para permitir la conexión de un generador o gran usuario a sus instalaciones, y transformar la energía entregada a la tensión de transmisión. (1/Artículo 1).

Actividad de transporte de energía eléctrica: el servicio de transporte de energía eléctrica, es la actividad, sujeta a autorización, que tiene por objeto vincular eléctricamente a los generadores con los distribuidores o grandes usuarios, y puntos de interconexión con los sistemas eléctricos de países vecinos, utilizando instalaciones propiedad de transportistas u otros agentes del Mercado Mayorista. (1/ Artículo 10)

Línea: es el medio físico que permite conducir energía eléctrica entre dos puntos. Las líneas pueden ser de transmisión o de distribución de acuerdo a su función. La calificación de líneas de transmisión o distribución corresponderá a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica en base a criterios técnicos proporcionados por el Administrador del Mercado Mayorista. (4/ Página 10)

Nodo de referencia: se establece como nodo de referencia a la subestación Guatemala sur. Este nodo de referencia podrá ser modificado por la comisión. (17/ Artículo 1)

Factor de pérdidas nodales de energía: es el factor que refleja las pérdidas marginales de transmisión para satisfacer un incremento de energía en un nodo mediante el incremento de generación en el nodo de referencia.

Para cada nodo, se calcula como el cociente entre el incremento de generación en el nodo de referencia y el incremento de demanda de energía en el nodo. (14)

Falla de corta duración: se define como falla de corta duración la condición en que, debido a fallas intempestivas en grupos generadores, en líneas de transporte o en redes de distribución alguno de los agentes del Mercado Mayorista no es capaz de satisfacer la totalidad del consumo de energía, por períodos inferiores a 48 horas. (14)

Falla de larga duración: se define como falla de larga duración la condición en que, debido a una condición de sequía o de falla prolongada de unidades generadoras, líneas de transporte o redes de distribución, alguno de los agentes del Mercado Mayorista no es capaz de satisfacer la totalidad del consumo de energía, por períodos superiores a 48 horas. La condición de falla de larga duración será notificada en cada caso al Ministerio de Energía y Minas y a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica. (1/ Artículo 10)

Potencia contratada: es la potencia establecida en un contrato de suministro entre un distribuidor y un usuario, obligando al distribuidor a tenerla disponible a requerimiento de éste, en cualquier momento. La potencia contratada da derecho a tener una demanda máxima de potencia igual a dicho valor suscrito. (1 / Artículo 10)

Potencia de punta: para el Mercado Mayorista, es la demanda máxima horaria de potencia que se produce en un período anual. Para un distribuidor o gran usuario es su demanda de potencia coincidente con la potencia de punta del sistema nacional interconectado. (1/ Artículo 10)

Potencia máxima: es la potencia máxima que una unidad generadora es capaz de suministrar a la red bajo las condiciones de temperatura y presión atmosférica del sitio en que está instalada. (1 /Artículo 10)

Potencia firme: es la máxima potencia que un generador puede vender en virtud de contratos, y que se calcula en base a las normas técnicas que serán establecidas por la comisión. En todo caso, la suma de las potencias firmes de todas las unidades generadoras del Mercado Mayorista debe ser igual a la demanda máxima proyectada para cada año. (1/ Artículo 10)

Regulación primaria de frecuencia: es la regulación inmediata, con tiempo de respuesta menor a 30 segundos destinados a equilibrar balances instantáneos entre generación y demanda. Se realiza a base de unidades generadoras equipadas con reguladores automáticos de potencia.

Regulación secundaria de frecuencia: es la acción mensual o automática de corregir la producción de una o más unidades generadoras para restablecer un desvío de la frecuencia producida por un desbalance entre generación y demanda, permitiendo a las unidades asignadas a regulación primaria volver a sus potencias programadas.

Tarifa residencial de la ciudad de Guatemala: para los efectos de la aplicación de la ley y el reglamento de electricidad, se entiende como tarifa residencial de la ciudad de Guatemala, a la tarifa de baja tensión sin medición de demanda de potencia, aplicada en la ciudad de Guatemala, que defina la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

Historia de las hidroeléctricas en Guatemala

La electrificación de Guatemala se inició en 1885 cuando fue instalada la primera planta hidroeléctrica en la finca El Zapote al norte de la ciudad Capital. En el año de 1896 empresarios alemanes organizaron la Empresa Eléctrica del Sur construyendo la hidroeléctrica Palín de 723 KW. En 1927 la capacidad de esta planta se amplió con 900 KW extendiéndose el servicio a: Antigua Guatemala, Escuintla, Palín, Villa Nueva, Amatitlán y Mixco (todas en el área central del país). (4, páginas 1: 4)

La Empresa Eléctrica del Sur, la Empresa de Alumbrado Eléctrico del Norte y la Empresa Eléctrica de Escuintla, fueron compradas a los accionistas alemanes, por intermedio del Gobierno de Guatemala por la Electric Bond & Share Co. (EBASCO). En 1922 EBASCO obtuvo un contrato por 50 años, desapareciendo las 3 empresas mencionadas fusionándose en la razón social Empresa Eléctrica de Guatemala S. A. – EEGSA - en 1938. (4, páginas 1: 4)

En 1969 EBASCO vende sus acciones de EEGSA a Boise Cascade Co. y en 1972 el Gobierno de Guatemala compra a ésta última acciones equivalentes al 91.7% del capital social y prorroga el contrato por 5 años más. En mayo de 1977 caduca el contrato de 1922 y el Gobierno acuerda que la Empresa sea una entidad de utilidad pública con carácter de economía mixta, continuando el Estado como accionista mayoritario. (4, páginas 1:4)

Por su parte, el Estado construyó en 1927 la Hidroeléctrica Santa María en el occidente del país (de 3.74 MW), con el objeto de apoyar las operaciones del Ferrocarril de los Altos. Al fracasar el ferrocarril en 1936, la totalidad de la hidroeléctrica se destinó para dar servicio eléctrico a los departamentos de Quetzaltenango, Totonicapán, Sololá y Suchitepéquez. (4, páginas 1:4)

En ese mismo año, la EEGSA amplió su capacidad con 5000 KW de la Hidroeléctrica El Salto, y la Hidroeléctrica San Luis con 5500 KW en 1954. (4, páginas 1:4)

En 1940 por Decreto Gubernativo se crea la Hidroeléctrica del Estado para la explotación racional de la energía generada por la Hidroeléctrica Santa María. (4, páginas 1:4)

En el año 1940 existía en la mayor parte del país, una crítica situación en materia de electrificación. Cada Municipalidad en la medida de sus posibilidades instalaba pequeñas plantas locales cercanas a la cabecera municipal; la mayoría de estas plantas operaba a baja tensión conectadas directamente a las redes de distribución. Con estos problemas, las Municipalidades recurrían al Gobierno Central, el que viéndose presionado desde todos los rincones del país, creó en 1940 el Departamento de Electrificación Nacional, el cual posteriormente en 1959 dio origen al actual Instituto Nacional de Electrificación - INDE. (4, página 1:4)

En 1962 se puso en operación la Hidroeléctrica Río Hondo de 2.4 MW, ubicada en el oriente del país. Mientras se desarrollaban los planes de electrificación del país, el INDE instaló en forma emergente la central diesel de San Felipe de 2440 KW en 1965, una turbina de gas en Escuintla en 1966 de 12.5 MW, la cual fue ampliada en 1968 a 25000 KW, y amplió la capacidad de la Hidroeléctrica Santa María a 6.9 MW. (4, páginas 1:4)

EEGSA instaló en 1956 en la ciudad de Guatemala una planta termoeléctrica de 5000 KW, su planta La Laguna en Amatitlán de 30.0 MW en 1961 y su turbina a gas de 12.5 MW en 1964. (4, páginas 1:4)

Los principales esfuerzos del INDE se dedicaron a la construcción de hidroeléctricas mayores (Chixoy, Aguacapa, Jurún-Marinalá) y a la interconexión de los pequeños sistemas aislados, constituyéndose el Sistema Nacional Interconectado. (4, páginas 1:4)

A agosto 1998, la capacidad instalada nominal del Sistema Nacional Interconectado de Guatemala es de 1336 MW, de los cuales el 37% es hidroeléctrico y el 63% termoeléctrico, siendo propiedad del INDE 700 MW instalados y 636 MW de propiedad privada. (4, páginas 1:4)

El 15 de noviembre de 1996 fue promulgada la Ley General de Electricidad, la cual separa las funciones de las empresas verticalmente integradas y crea las condiciones de un mercado eléctrico competitivo. (4, páginas 1:4)

En los últimos años el modelo adoptado y el proceso de transformación del sector eléctrico comienza con el abanico de opciones para la transformación del sector eléctrico de un país que va desde los monopolios regulados integrados verticalmente, hasta los sistemas abiertos totalmente, donde operan las fuerzas del mercado en la generación y hay libre acceso a las redes de transmisión y distribución. (4, páginas 1:4)

En el medio de este espectro hay una zona de posibilidades que puedan caracterizarse en general como apertura parcial de las redes o de competencia limitada en la generación. Si se opta por introducir cambios en la regulación y ajustes en la estructura organizativa del subsector, es decir, se mantienen sistemas regulados ya sean monopolios o con un cierto grado de competencia pero con mayor espacio para la participación privada, estaremos en un modelo de apertura parcial donde la competencia en generación es de acceso limitado, no hay competencia en la distribución, las tarifas son reguladas, el mercado mayorista también es regulado y la participación privada es mediana. (4, páginas 1:4)

El Modelo Adoptado por el Sector Eléctrico de Guatemala, el cual es congruente con su Ley General de Electricidad, es el denominado APERTURA TOTAL DE LAS REDES.

Este modelo consiste fundamentalmente en la apertura de la generación de energía eléctrica a la competencia, levantando las barreras de entrada y salida del mercado desregulando la actividad. Para ello es necesario que los distribuidores no estén sujetos al suministro de una sola empresa de servicio público, ya sea ésta pública o privada, integrada o únicamente generadora, pudiendo comprar energía libremente a cualquier productor, provocando de este modo la competencia entre los generadores.

Igualmente debe suceder con los grandes consumidores libres, que deben tener la libertad de contratar su suministro en las mejores condiciones con cualquier productor del sistema, sea en forma directa, o eventualmente por medio de comercializadores, quienes sirven de intermediarios entre el productor y el consumidor.

Aquí se genera un Mercado Mayorista del que solamente están excluidos los consumidores cautivos ligados a empresas distribuidoras en sus respectivas áreas de concesión.

El establecimiento de un Mercado Mayorista libre y competitivo entre generadores, distribuidores y grandes clientes (Artículo 44 de la Ley General de Electricidad) requiere, como condición necesaria, el libre acceso a los sistemas de transmisión (Artículo 1 de la Ley General de Electricidad). Para ello es necesario desintegrar verticalmente la industria eléctrica separando claramente las actividades de generación, de transmisión y de distribución (Artículo 7 de la Ley General de Electricidad).

El proceso de transformación del Sector Eléctrico de Guatemala se inicia en 1993. A esa fecha el INDE participa con la mayor parte de la generación (71%) y la distribución en la mayor parte del país; la EEGSA es la otra distribuidora importante (80% del consumo total) y compraba directamente al INDE (67% de sus requerimientos) y otros generadores privados (el 23%). Los generadores privados operaban en un mercado casi monopolístico al existir únicamente dos compradores.

La red de transmisión estaba parcialmente abierta "upstream", no abierta "downstream". Esto limitaba el tipo de transacciones que pudieran realizarse en el mercado. Las empresas distribuidoras estaban obligadas a comprar al INDE y los generadores no podían competir entre sí porque sólo podrían vender al INDE y/o a EEGSA.

El proceso de transformación se inicia con el contrato a término entre EEGSA y ENRON. Luego suscribió otros 3 Contratos en las mismas condiciones. Por su parte el INDE suscribió 10 contratos, también a términos de suministro y precio. Esto no promovía la competencia entre generadores y hacían falta las condiciones y marco legal para la implementación del modelo deseado.

En noviembre de 1996 se promulga la Ley General de Electricidad, cuyos principales principios se describen en la página siguiente:

- Es libre la generación de electricidad.
- Es libre el transporte de electricidad.
- Son libres los precios por la prestación del servicio de electricidad, con la excepción de los servicios de transporte y distribución sujetos a autorización.
- Se crea la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE).
- Se ordena la separación de funciones en la actividad eléctrica.
- Se norman las autorizaciones para la generación, el transporte y el servicio de distribución final de electricidad.
- Se crea el ente denominado Administrador del Mercado Mayorista.
- Se define el régimen de precios de la electricidad.

Situación actual; para el desarrollo del modelo adoptado y del mercado eléctrico nacional, se han desarrollado las siguientes actividades:

a) Marco legal: a continuación se describen las leyes y entidades reguladoras del sistema eléctrico:

- Ley General de Electricidad (Decreto 93-96) por el Congreso de la República, el 15 de noviembre de 1996.
- Se constituyó la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, el 28 de mayo de 1997.
- Reglamento de la Ley General de Electricidad (Acuerdo Gubernativo 256-97) por el Presidente de la República, el 21 de marzo de 1997.
- Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista (Acuerdo Gubernativo 299-98) por el Presidente de la República, el 25 de mayo de 1998.
- Se constituyó el ente Administrador del Mercado Mayorista, el 23 de julio de 1998.

b) Transformación del INDE: Para cumplir con el artículo 7 de la Ley y artículo 3 transitorio de la misma, el INDE constituyó el 14 de octubre de 1997, sus empresas de:

- Empresa de Generación de Energía Eléctrica (EGEE)
- Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE)
- Empresa de Distribución de Energía Eléctrica (EDEE)

En mayo de 1998, el INDE contrató los servicios del Asesor Financiero y Técnico Schareholder-CITIBANK para llevar a cabo la Venta de Acciones de las Actividades de Distribución (desincorporación de la EDEE). En diciembre de este mismo año, Unión Fenosa de España adquirió el 80% de las acciones de las empresas Distribuidora de Electricidad de Oriente, S. A. (DEORSA) y Distribuidora de Electricidad de Occidente, S. A. (DEOCSA) creadas por INDE a partir de EDEE.

- c) Transformación de la EEGSA: En agosto de 1997, la EEGSA vendió el 90% de las acciones de su parque generador a la empresa Guatemalan Generating Group, (subsidiaria de Costellation Power Development Inc., de Baltimore, USA); con ello cumplió con lo indicado en el artículo 7 de la Ley.

En julio de 1998, el gobierno de la República, accionista mayoritario de EEGSA (92%), vendió el 80% de sus acciones al consorcio Iberdrola-TPS- Electricidad de Portugal. El 2% de las acciones fueron puestas a disposición de los trabajadores de EEGSA y el restante 10% se puso a la disposición de todos los guatemaltecos en la Bolsa de Valores. (13, páginas 1:4)

- d) Participación privada en el sector eléctrico, desde la instalación de la generadora ENRON (Puerto Quetzal Power) de propiedad privada, se han instalado las siguientes plantas generadoras privadas.

Contratos con EEGSA:

- Puerto Quetzal Power (ENRON) - (enero 1993).
- TAMPA (septiembre 1995).
- Ingenios: Concepción, Santa Ana, La Unión, Madre Tierra, Pantaleón y Magdalena - (1992-1993).
- SIDEGUA (1995).
- San José (2001). (6, Información general)

Contratos con INDE:

- Electrocontrol, S. A.
- Río Bobos, S. A.
- Secacao S. A.
- Ica-Amatitlán, S. A.

- Renace S.A. (1991)
- Papeles Elaborados S. A. (julio 1999)
- Orzunil I de Electricidad, Limitada (agosto 1999)
- Tecnoguat S. A. (febrero 2000)
- Inversiones Parabién, S. A. (julio 2000) (6, Información general)

Generadores independientes:

- Las Palmas (agosto 1998)
- Generadora Eléctrica del Norte, Limitada (septiembre 1998). (6, Información general)

Ubicación geográfica de las hidroeléctricas:

A continuación se describen las hidroeléctricas que operan en Guatemala y en que ubicación se encuentran:

- Río Bobos ubicada en Quebradas, Izabal.
- Trece Aguas ubicada en Alta Verapaz.
- Renace S.A. ubicada en Alta Verapaz.
- Papeles Elaborados S. A. ubicada en Santa Rosa.
- Tecnoguat S. A. ubicada en Baja Verapaz.
- Chixoy (312 MW) ubicada en Alta Verapaz.
- Jurúm – Marinalá (60 MW) ubicada en Escuintla.
- Aguacapa (90 MW) ubicada en Santa Rosa.
- Hidroeléctrica Secacao, S. A. Ubicada en Alta Verapaz.
- Hidroeléctrica Pasabién, S. A. Zacapa. (6, Información general)

Principales hidroeléctricas que operan en Guatemala:

Dependiendo de su capacidad de generación las hidroeléctricas más importantes se describen a continuación:

- Chixoy (312 MW) ubicada en Alta Verapaz.
- Jurúm – Marinalá (60 MW) ubicada en Escuintla.
- Aguacapa (90 MW) ubicada en Santa Rosa.
- Renace S.A. (60 MW) ubicada en Alta Verapaz. (6, Información general)

Objetivos de hidroeléctricas

Los principales objetivos de las empresas que generan energía y potencia con plantas hidroeléctricas son los siguientes:

- Permitir a más población el acceso a las fuentes de energía.
- Abaratamiento de los costos para generar energía y potencia.
- Cambio en la infraestructura vial y el transporte.

Formas de operación de las hidroeléctricas:

Ya desde la antigüedad, se reconoció que el agua que fluye desde un nivel superior a otro inferior posee una determinada energía cinética susceptible de ser convertida en trabajo, como demuestran los miles de molinos que a lo largo de la historia fueron construyéndose a orilla de los ríos.

Hace más de un siglo, se aprovecha la energía hidráulica para generar electricidad, y de hecho fue una de las primeras formas que se emplearon para producirla.

El aprovechamiento de la energía potencial del agua para producir energía eléctrica utilizable constituye en esencia la energía hidroeléctrica. Es por tanto, un recurso renovable y autóctono. El conjunto de instalaciones e infraestructura para aprovechar este potencial se denomina central hidroeléctrica.

Hoy en día, con los problemas medioambientales se ven las cosas desde otra perspectiva. Esto ha hecho que se vayan recuperando infraestructura abandonada dotándolas de nuevos equipos automatizados y turbinas de alto rendimiento.

En consecuencia, el impacto ambiental no es más del que ya existía o por lo menos inferior al de una gran central. A estas instalaciones, con potencia inferior a 5,000 KW se les denomina mini hidráulicas.

Las minicentrales hidroeléctricas son instalaciones que mediante una obra de toma, captan una parte del caudal del río y lo conducen hacia la central para su aprovechamiento, para después devolverlo al cauce del río.

Las centrales de canal de riego o abastecimiento, se puede distinguir de dos tipos:

- Con desnivel existente en el propio canal, en la cual se aprovecha mediante la instalación de una tubería forzada, que conduce el agua a la central, devolviéndola posteriormente al curso normal del canal.
- Con desnivel existen entre el canal y el curso de un río cercano, en este caso la central es instalada cercana al río y se aprovecha las aguas excedente en el canal.

A la hora de realizar un proyecto de una minicentral hidroeléctrica y dependiendo del tipo por su emplazamiento, la determinación del caudal y la altura de salto determinará la potencia a instalar, así como, el tipo de mini turbina.

Riesgos naturales de una hidroeléctricas

Los principales riesgos que puede presentar una generación de energía con una planta hidroeléctrica son:

- El tiempo invertido en el estudio del embalse.
- La construcción de la presa y la instalación de la maquinaria.
- Posibilidad de inundaciones por un incremento en un embalse o una salida de agua desmedida, lo cual puede incurrir en destrucción de siembras o familias damnificadas.

Requisitos legales aplicables a hidroeléctricas:

Los requisitos legales y fiscales para creación de una hidroeléctrica son:

- Escritura de constitución de la Compañía e inscripción en el Registro Mercantil.
- Inscripción ante la Superintendencia de Administración Tributaria (SAT).
- Solicitar ante el Ministerio de Economía la autorización de explotación de recursos renovables.
- Estudio de impacto ambiental.
- Permiso Ministerio de Energía y Minas.
- Licencia de Construcción.

CAPÍTULO II

2. ENTIDADES REGULADORAS Y PRINCIPALES NORMAS QUE RIGEN LA OPERACIÓN DE LAS HIDROELÉCTRICAS

2.1 Entidades reguladoras, a continuación se describen las entidades que regulan el sector eléctrico de Guatemala:

Ministerio de Energía y Minas: es el ente del Organismo Ejecutivo que le corresponde atender lo relativo al régimen jurídico aplicable a la producción, distribución y comercialización de la energía, de los hidrocarburos y de la explotación de los recursos mineros. Está ubicado en la Diagonal 17, 29 -78 Zona 11, Ciudad de Guatemala.

Objetivos: Promover el desarrollo de la exploración, producción y comercialización de hidrocarburos, de recursos mineros y el aprovechamiento de los recursos hidroeléctricos, termoeléctricos y geotérmicos, así como las actividades del subsector eléctrico.

Dirección General de Energía (DGE): es la dependencia del Ministerio de Energía y Minas, que tiene como propósito formular y coordinar las políticas, planes de Estado, programas indicativos, promoviendo el empleo de energías renovables y el uso eficiente de los recursos energéticos para mejorar la calidad de vida de la población guatemalteca. Así como también promover las aplicaciones pacíficas de la energía nuclear en la industria, agricultura, ambiente y salud, estableciendo las condiciones mínimas de seguridad a fin de proteger la salud, los bienes y el medio ambiente.

Objetivos: Contribuir al desarrollo energético sustentable, impulsando el suministro y utilización eficiente y competitiva de la energía eléctrica, de las energías renovables, y de los usos pacíficos de la energía nuclear, con la finalidad de apoyar la sustentabilidad económica, social y ambiental del país. (13/ funciones)

Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE): Se creó como un órgano técnico del Ministerio de Energía y Minas. La Comisión tiene independencia funcional para el ejercicio de sus atribuciones y de las siguientes funciones:

- a) Cumplir y hacer cumplir la ley de electricidad y sus reglamentos, en materia de su competencia e imponer las sanciones a los infractores.

- b) Velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia, así como prácticas abusivas o discriminatorias.
- c) Definir las tarifas de transmisión y distribución sujetas a regulación, de acuerdo a la ley de electricidad así como la metodología para el cálculo de las mismas.
- d) Dirimir las controversias que surjan entre los agentes del subsector eléctrico actuando como árbitro entre las partes cuando éstas no hayan llegado a un acuerdo. (2/ descripción)
- e) Emitir las normas técnicas relativas al subsector eléctrico y fiscalizar su cumplimiento en congruencia con prácticas internacionales aceptadas.
- f) Emitir las disposiciones y normativas para garantizar el libre acceso y uso de las líneas de transmisión y redes de distribución de acuerdo a lo dispuesto en la ley electricidad y su Reglamento. (1/ Artículo 4)

Administrador del Mercado Mayorista: (AMM): es una entidad privada sin fines de lucro, que coordina las transacciones entre participantes del mercado mayorista de electricidad, que asegura la competencia en un mercado libre, con reglas claras que promuevan la inversión en el sistema eléctrico, y que vela por el mantenimiento de la calidad en la prestación del servicio de energía eléctrica en Guatemala y sus funciones son las siguientes:

- a) La coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte al mínimo costo para el conjunto de operaciones del mercado mayorista, en un marco de libre contratación de energía eléctrica entre agentes del mercado mayorista.
- b) Establecer precios de mercado de corto plazo para las transferencias de potencia y energía entre generadores, comercializadores, distribuidores, importadores y exportadores; específicamente cuando no correspondan a contratos libremente pactados.
- c) Garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica en el país.

El objetivo del AMM es asegurar el correcto funcionamiento del Sistema Nacional Interconectado y de las Interconexiones.

Para cumplir con lo anterior, son funciones del Administrador del Mercado Mayorista, realizar el despacho o programación de la operación, la coordinación de la operación del sistema nacional interconectado –SIN-, dentro de los requerimientos de calidad de servicio y seguridad, el post despacho y la administración de las transacciones comerciales del mercado mayorista.

Centro de Despacho de Carga del Administrador del Mercado Mayorista: Es la dependencia del Administrador del Mercado Mayorista encargada de la coordinación de la operación en tiempo real del Sistema Nacional Interconectado de Guatemala y de sus interconexiones internacionales. (7/ Artículo 1).

2.2 Puntos importantes de la regulación del Mercado Mayoristas:

2.2.1 Transacciones de mercado mayorista

Para poder entender las operaciones que están reguladas por el mercado mayorista, se iniciará con una explicación de los contratos de mercado mayorista:

2.2.1.1 Mercado a término

Se llama mercado a término aquél que está constituido por contratos entre participantes del mercado mayorista, con precios, cantidades y duración pactados entre las partes. Se integra por los contratos existentes a los que se aplican sus propios términos de acuerdo a lo establecido en el Artículo 40 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, así como por los contratos suscritos con posterioridad a la Ley General de Electricidad, para estos últimos no aplican mas restricciones que las impuestas en la regulación vigente y las Normas de Coordinación Comercial.

Los participantes consumidores (distribuidores, comercializadores o grandes usuarios) deberán contar con contrato de potencia, que les permita cubrir sus requerimientos de demanda firme.

Los participantes productores podrán celebrar contratos de compra de reserva de potencia para respaldar sus propios compromisos de venta de potencia a distribuidores, grandes usuarios, comercializadores u otros generadores.

2.2.1.2 Participantes en los contratos del mercado a término

En el mercado a término del mercado mayorista se podrán pactar libremente contratos de energía y de potencia, ya sea para garantizar el abastecimiento de una determinada demanda de energía, para contar con un respaldo de reserva de potencia o para contar con la potencia que permita el cubrimiento de la demanda firme de los participantes consumidores.

El Administrador del Mercado Mayorista tendrá la responsabilidad de coordinar comercial y operativamente dentro del mercado mayorista dichos contratos respetando los términos contractuales establecidos por las partes contratantes, realizando el seguimiento en cuanto a las diferencias entre la energía generada por el contratado y la comprometida por sus contratos, ya sea faltantes o sobrantes, y entre la potencia comprometida como reserva y la potencia disponible real.

Poseer un contrato en el mercado a término implica operar en el mercado de oportunidad para transar los saldos. En consecuencia, las partes deberán ser participantes autorizados del mercado mayorista.

En el mercado a término del mercado mayorista será posible realizar:

- Contratos entre participantes del mercado mayorista.
- Contratos entre un participante del mercado mayorista y una empresa de un país interconectado.

Los generadores del mercado mayorista podrán suscribir contratos del mercado a término con agentes del mercado mayorista (distribuidores, comercializadores u otros generadores), grandes usuarios, o cogeneradores pactando libremente condiciones, plazos, cantidades y precios entre las partes. También podrán pactar contratos de exportación con empresas de otros países pero requieren cumplir las normas que se establecen en lo referente a las importaciones y exportaciones.

Las empresas del mercado eléctrico de otro país podrán suscribir contratos de importación y exportación si cumplen las condiciones indicadas en el reglamento del AMM.

2.2.1.3 Información y publicidad de los contratos

Los participantes del mercado mayorista de Guatemala podrán requerir al Administrador del Mercado Mayorista que cualquier contrato o modificación a un contrato vigente, se incorpore al mercado a término del mercado mayorista siempre y cuando el mismo se adecúe a los diferentes tipos de contratos definidos en esta norma de coordinación comercial y se cumpla con los siguientes requisitos:

- Presentar ante el Administrador del mercado mayorista una solicitud para que se incorpore al Mercado a Término, previo a la entrada en vigencia de un nuevo contrato o de una modificación a un contrato vigente que implique cambio en la potencia total comprometida, cambio del tipo de contrato o que se incorpore una nueva unidad generadora.

- Proporcionar a través de una declaración jurada, un resumen de las condiciones contractuales más importantes, tales como: precio, plazo, punto de entrega, fórmulas de ajuste, penalizaciones, acuerdos de programas de mantenimiento, acuerdos sobre el pago de peaje y cualquier otra información que las partes consideren conveniente con el objetivo de facilitar la administración del contrato al Administrador del Mercado Mayorista.
- Presentar la planilla correspondiente firmada por la parte compradora y vendedora, con toda la información básica que el Administrador del Mercado Mayorista requiera, a más tardar dos días hábiles antes de la presentación de la información para la programación semanal.
- La solicitud presentada ante el Administrador del Mercado Mayorista deberá ser analizada, verificada y resuelta por el Administrador del Mercado Mayorista dentro de los 5 días hábiles siguientes a su presentación y de encontrarse errores, falta de información o cualquier otra situación que no permita al Administrador del Mercado Mayorista incorporar al mercado a término el nuevo contrato o las modificaciones a un contrato vigente, o bien si dicha falta de información o acuerdos son incongruentes con la regulación vigente, el Administrador del Mercado Mayorista deberá dar a conocer a los interesados de manera inmediata la situación de su solicitud con la finalidad que se enmiende la misma en el menor tiempo posible. Si las partes una vez notificadas por el Administrador del Mercado Mayorista no presentan las enmiendas o la información requerida por él dentro de estos 5 días y por lo menos un día hábil previo al día establecido para proporcionar la información relativa a la programación semanal, el nuevo contrato o las modificaciones a un contrato vigente no serán aceptada por el Administrador del Mercado Mayorista para su incorporación al mercado a término.

Los contratos nuevos o modificaciones a contratos vigentes, se incluirán en la programación semanal solamente cuando se haya cumplido con todos los requisitos y haya sido notificada por parte del Administrador del Mercado Mayorista, su admisión en el mercado a término. El Administrador del Mercado Mayorista bajo ninguna circunstancia podrá excederse del plazo de 5 días hábiles para resolver una solicitud y hará todo lo posible para que las solicitudes sean atendidas de manera inmediata.

Trimestralmente el Administrador del Mercado Mayorista informará a los participantes del mercado mayorista adjuntando un listado de los contratos vigentes, la energía y/o potencia comprometida por cada participante productor y la demanda cubierta de cada participante consumidor, para conocimiento de todos los participantes del mercado mayorista.

Trimestralmente el Administrador del Mercado Mayorista informará a los participantes del mercado mayorista adjuntando un listado de los contratos que hayan entrado en vigencia o se hayan modificado en el trimestre.

De rescindirse un contrato, será obligación de ambas partes (de tratarse de un contrato entre participantes), o el agente o comercializador del mercado mayorista (de tratarse de un contrato de importación o exportación), notificar inmediatamente al Administrador del Mercado Mayorista para que pueda tenerlo en cuenta en el cálculo de las comercializaciones dentro del mercado mayorista a partir de la semana subsiguiente de cancelación. El Administrador del Mercado Mayorista informará a los agentes del mercado mayorista, junto con la programación de la semana subsiguiente a la de notificación, que se ha rescindido el correspondiente contrato.

2.2.1.4 Modalidades de contratación en el mercado a término

En el mercado a término se podrán pactar distintos contratos de acuerdo al compromiso requerido, los cuales se describen a continuación:

Contratos de abastecimiento: a continuación se describen las particularidades que presentan este tipo de contratos:

- a) **Contratos por diferencias con curva de carga:** Un participante productor compromete abastecimiento de una demanda de energía definida como una curva de demanda horaria a lo largo del período de vigencia del contrato a un participante consumidor.
- b) El vendedor se podrá respaldar contratando máquinas como reserva para cumplir su compromiso, o comprando en el mercado de oportunidad la energía y potencia faltante de existir el excedente necesario. No obstante, podrá comprometer solamente hasta su oferta firme. La curva de demanda horaria podrá ser abastecida por el agente productor ya sea con generación propia o contratada, o comprando los faltantes en el mercado de oportunidad. Esto significa que no exista obligación para un agente productor de generar la energía comprometida en el contrato.
- c) **Contratos de potencia sin energía asociada:** Un participante consumidor del mercado mayorista podrá contratar con un generador su demanda firme, y comprando la energía demandada en el mercado de oportunidad.

- d) **Contrato de potencia con energía asociada:** En esta modalidad se establece la potencia del contrato y un precio de ejercicio de la opción. Si el precio del Mercado de Oportunidad es menor al precio de ejercicio, la parte compradora obtiene su energía del mercado de oportunidad. En caso contrario el agente productor debe suministrarla al precio de ejercicio, hasta la totalidad de la potencia contratada.
- e) **Contratos por diferencias por la demanda faltante:** El agente productor se compromete a entregar al precio pactado toda la energía demandada por el comprador que ya no sea suministrada por otros contratos, hasta la potencia comprometida. En particular puede suplir toda la demanda del comprador.

Contratos de Reserva de Potencia

Son los que comprometen la disponibilidad de potencia de un Generador como reserva para ser convocada por otro generador contratante en caso de déficit en el mercado mayorista.

El compromiso se establece sólo al nivel de potencia y deberá ser cubierto por el propio Generador contratado como reserva. En cuanto a la energía, el contrato no establece un compromiso específico sino que la energía entregada dentro del contrato será resultado de la energía con que resulte despachado el Generador en reserva cuando sea convocado por su contratante y despachado por el Administrador del Mercado Mayorista.

Contratos de exportaciones o importaciones

Son aquellos que comprometen una potencia firme en un nodo frontera para garantía de abastecimiento de una demanda que se ubica en un país distinto al que se encuentra la parte vendedora. Para la administración de las transacciones en el mercado de oportunidad, el contrato de exportación o importación es tratado como un contrato de abastecimiento. En un contrato de importación, la referencia a un generador debe entenderse como un productor de otro país o un comercializador. En contratos de exportación, la referencia a un participante consumidor debe entenderse como consumidor o comercializador de otro país.

En las disposiciones sobre contratos de abastecimiento toda referencia al generador o agente productor se refiere al vendedor dentro del contrato y tal vendedor puede ser un generador o un cogenerador en su función de productor o un comercializador de generación, salvo que se indique en forma explícita condiciones específicas para alguno de ellos en particular. A su vez, toda referencia al participante consumidor debe entenderse aplicable al comprador dentro del contrato y tal comprador puede ser un distribuidor o un gran usuario o un cogenerador en su función de consumidor o un

comercializador que comercialice demanda, salvo que se indique explícitamente condiciones específicas para alguno de ellos en particular.

2.2.1.5 Características de los contratos del mercado a término

Para que un contrato sea reconocido como contrato del mercado a término del mercado mayorista deberá reunir determinadas características que permitan su coordinación comercial y operativa, estas condiciones están dadas por:

- La duración del contrato;
- La fijación de un precio por energía y potencia indicando el Nodo de Intercambio.
- Para contratos de importación y exportación éste se define en el nodo frontera;
- La restricción a la máxima energía a vender por contratos;

No incluir cláusulas de compra mínima obligada de energía, entendiéndose por tal a la obligación de un generador de abastecer un contrato con generación propia, independientemente del despacho económico, con excepción de los contratos a que se refiere el artículo 40 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

El Administrador del Mercado Mayorista no podrá aceptar contratos en los que las unidades del generador deban ser despachadas con base a criterios diferentes a la programación de la operación que realice el Administrador.

- No incluir cláusulas que limiten el derecho de las partes de vender excedentes.
- Las penalidades por causa de incumplimiento en el suministro de energía o de potencia disponible según el caso

Al informar el generador un nuevo contrato, el Administrador del Mercado Mayorista deberá verificar que se cumplan todas las características requeridas. De no ser así, informará al generador que el contrato no será considerado dentro del mercado a término del mercado mayorista.

Duración de un Contrato: No existen restricciones en cuanto a la duración de los contratos, los que podrán ser definidos libremente entre las partes, con la única restricción que un agente comprador debe tener cubierta su demanda firme de los años calendarios corriente y siguiente.

Ubicación de la transacción: Se considera que los contratos se pactan en un punto denominado nodo de intercambio en el cual se define el precio. A los fines de la coordinación comercial y operativa de los contratos por parte del Administrador del Mercado Mayorista se considerará que el Nodo de Intercambio coincide con el nodo del comprador en el contrato. Para los contratos existentes, el nodo de intercambio corresponde al punto de entrega definido en cada contrato.

- El vendedor dentro del contrato provee en el nodo de intercambio:
- La potencia comprometida cuando es convocada para los contratos de reserva;
- La oferta firme disponible en el momento de máxima carga mensual;
- La energía comprometida para los contratos de abastecimiento;

Por su parte, el comprador dentro de estos tipos de contrato se considera que toma la potencia o energía en el mercado al precio estipulado en dicho punto. Si se pactara que el generador entregará su energía en su propia planta generadora, el procedimiento para la determinación de la incidencia de los cargos de transporte será establecido en el propio contrato.

Demanda a contratar

Los distribuidores y grandes usuarios deben realizar contratos para su demanda firme de energía, de acuerdo a los valores establecidos en la base de datos del Administrador del Mercado Mayorista. En el caso de un comercializador de demanda se calcula su demanda a contratar como la suma de las demandas firmes de energía de los grandes usuarios que comercializa. Los comercializadores que comercialicen demanda deben realizar contratos para cubrir su demanda firme de energía, de acuerdo a los valores establecidos en la base de datos del Administrador del Mercado Mayorista.

Derechos y obligaciones de los agentes y grandes usuarios. Los agentes del mercado mayorista y grandes usuarios tienen las siguientes obligaciones y derechos:

- a) No realizar actos contrarios a la libre competencia o contrarios a los principios establecidos en la ley y sus reglamentos.
- b) Cumplir con las normas emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica y normas emitidas por el mercado mayorista; así como mantenerse dentro de la operación programada por el Administrador del Mercado Mayorista y obedecer sus instrucciones de operación.
- c) Cumplir con la implementación, instrumentación y mantenimiento de los sistemas necesarios para la operación confiable y con calidad del sistema eléctrico, incluyendo los mecanismos destinados a mejorar el desempeño transitorio y dinámico del sistema, los sistemas de comunicaciones y enlaces de datos y sistemas de alivio de carga, de acuerdo a las normas que al respecto emita la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

- d) Cumplir en tiempo y forma con los pagos que surjan en el mercado mayorista como resultado de las transacciones comerciales, cargos y cuotas que se definen en este reglamento y las normas de coordinación.
- e) Instalar y mantener los equipos y unidades terminales remotas que le sean requeridos por el Administrador del Mercado Mayorista.
- f) Reconocer la autoridad operativa del centro de Despacho de carga, aceptando el despacho requerido y las instrucciones de operación y suministro de servicios complementarios.
- g) Cumplir los racionamientos programados, incluyendo servicios de desconexión automática de cargas, dentro de los límites técnicos establecidos en las normas técnicas.
- h) Cualquier otra obligación que conforme a la ley, y sus reglamentos le corresponda.

A continuación se describen los derechos que poseen los generadores:

- a) Operar libremente en el mercado mayorista, de conformidad con la ley y sus reglamentos.
- b) Acceso a la información sobre los modelos y metodología utilizados por el Administrador del Mercado Mayorista para la programación y el despacho.
- c) Recibir del Administrador del Mercado Mayorista información sobre la programación de la operación y despacho, y sobre los resultados de la operación.
- d) Cualquier otro derecho que conforme a la ley, y sus reglamentos le corresponda.

El Administrador del Mercado Mayorista deberá reportar a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica a los participantes que incurran en las faltas establecidas en la Ley, sus reglamentos y normas.(7/ Artículo 6)

2.2.2 Exportación e importación de energía eléctrica

Entre los agentes del mercado mayorista y las empresas que pertenecen a mercados eléctricos de otros países se pueden realizar operaciones de importación y exportación de energía eléctrica.

Para garantizar la transparencia de dichas operaciones se necesita establecer condiciones mínimas de reciprocidad y simetría entre el mercado mayorista y el mercado eléctrico del otro país, entre otras:

- a) Mercado de generación y despacho económico de las ofertas basado en un mercado de oportunidad con libre acceso a todos los productores en condiciones de competencia.
- b) Acceso abierto a la capacidad remanente de transporte.
- c) Condiciones no discriminatorias a demandantes y oferentes de ambos países.

El grado de integración de los mercados con otros países dependerá de los acuerdos que se establezcan. En caso de integración completa todos los mercados operarían como si fuese un único mercado administrado conjuntamente para obtener un despacho óptimo.

En ese caso el precio de oportunidad tendería a ser único en todos los países interconectados en caso en que las líneas de interconexión no lleguen a un nivel de saturación.

Las formas institucionales que enmarcarán las operaciones del mercado deberán ser establecidas previo la definición de los mecanismos que se adoptarán para organizar los intercambios con el exterior.

En los acuerdos de interconexión se establecerán las normas que serán de aplicación para la importación y exportación.

Se pueden realizar, en principio, operaciones de importación y exportación a través de:

- Intercambios firmes que se acuerdan entre partes, con una obligación de cumplimiento físico de una potencia a entregar en el nodo frontera con garantía de suministro. Esta modalidad de intercambio se concreta mediante un contrato de importación o exportación del mercado a término debiendo contar con la potencia para cubrir la demanda.

El agente del mercado mayorista que lleva a cabo una operación de importación o exportación es el responsable por el pago de los cargos que resulten en el mercado mayorista para dicha operación, conforme lo requerido por el Administrador del Mercado Mayorista.

La importación es considerada generación que se adiciona al mercado mayorista, y debe pagar los cargos de transporte que le correspondan. La exportación es considerada una demanda adicional que se agrega al mercado mayorista en la frontera y debe pagar el cargo de transporte correspondiente.

2.2.3 Empresas que pueden realizar operaciones de importación y exportación:

Los participantes del mercado mayorista pueden realizar operaciones de importación y exportación conforme lo que se explica a continuación:

- Un generador, o un comercializador que comercializa generación puede ser la parte vendedora de un contrato de exportación del mercado a término.
- Un comercializador que comercializa demanda puede realizar operaciones de exportación.
- Un comercializador que comercializa generación puede realizar operaciones de importación para lo cual deberá contar con contratos de respaldo de unidades generadoras instaladas en otro país.
- Un distribuidor o gran usuario, o un comercializador que comercializa demanda puede ser la parte compradora de un contrato de importación del mercado a término.
- El Administrador del Mercado Mayorista puede acordar exportaciones e importaciones de emergencia de acuerdo a los procedimientos que se acuerden con los respectivos homólogos de otros países.

2.2.3.1 Tipos de operaciones de importación y exportación

Se pueden acordar intercambios firmes de mediano y largo plazo entre un agente o comercializador del mercado mayorista y una empresa de otro país a través de contratos del mercado a término.

Un contrato de importación o exportación representa por parte del vendedor un compromiso de contar con una capacidad de entrega en el nodo frontera durante todo el plazo de duración del contrato.

2.2.3.2 Contratos de importación y exportación

El Administrador del Mercado Mayorista administrará las transacciones bilaterales correspondientes a contratos de importación y exportación dentro de los mismos plazos y con los mismos procedimientos y metodologías que las correspondientes a contratos nacionales.

El intercambio de información de los contratos de importación y exportación debe ser canalizado entre el Administrador del Mercado Mayorista y el ente operador regional (**EOR**) del correspondiente país. Cada día:

El exportador debe informar, de acuerdo a los plazos, procedimientos y formatos establecidos para el despacho, las transacciones bilaterales para cada hora de cada día correspondiente a sus contratos de exportación. El Administrador del Mercado Mayorista tiene la responsabilidad de suministrar dicha información al ente operador regional del país donde vende el exportador.

El Administrador del Mercado Mayorista debe informar a cada ente operador regional y debe recibir el informe de cada ente operador regional, de acuerdo a los procedimientos acordados de intercambio de datos, la energía horaria a retirar de la red que surge de contratos de exportación y la energía horaria a entregar por las transacciones que surgen de contratos de importación.

Una empresa de otro país que compra mediante un contrato de exportación del mercado a término debe cumplir los mismos procedimientos y plazos que un participante del mercado que retira de la red nacional. Toda referencia en este reglamento a participantes del mercado que retiran de la red debe entenderse que incluye a las empresas extranjeras que retiran en las interconexiones internacionales.

Requisitos: Los contratos son pactados libremente entre las partes, pero para su autorización como contratos del mercado a término deben ajustarse a la regulación vigente en el mercado mayorista, y contar con una capacidad mayor o igual que la potencia comprometida en el contrato.

Para su administración en el mercado mayorista, los contratos deben identificar:

- Las partes;

- El plazo de vigencia;
- El nodo frontera donde para los efectos del mercado mayorista se acuerda el suministro;
- El transporte de interconexión internacional a utilizar y la disponibilidad de capacidad de transporte para contratos firmes;
- La potencia firme contratada en el nodo frontera y su variación, de existir, en el tiempo;
- La identificación de las máquinas o centrales comprometidas para su cubrimiento;
- El precio (\$/MW) de la potencia firme comprometida;
- Los compromisos, de existir, de energía asociada;
- El precio de la energía. (14/ Artículo 1)

2.2.4 Facturación de los contratos de energía y potencia

El Administrador del Mercado Mayorista enviará a los generadores con contratos la información requerida para realizar su facturación:

- a) La energía generada dentro de cada contrato de reserva y la potencia disponible a lo largo del mes de las máquinas contratadas como reserva;
- b) La demanda no abastecida para los distribuidores y grandes usuarios con contratos a los que se haya aplicado restricciones, calculada sobre la base del déficit horario en el post despacho.

El generador será el responsable de facturar a cada distribuidor, gran usuario, o generador del mercado a término con que haya suscrito un contrato de suministro o de reserva, la remuneración correspondiente a lo acordado en base a la demanda contratada menos las restricciones que hubieran existido, y descontando las penalizaciones que correspondan de acuerdo a la información que suministre el Administrador del Mercado Mayorista. (13/ Artículo 1)

2.2.5 Procedimientos de liquidación y facturación

La liquidación de las transacciones económicas será efectuada por el Administrador del Mercado Mayorista sobre la base de los registros del Sistema de Medición Comercial, del sistema de control supervisorio y de las cláusulas de los contratos a término. El período de liquidación corresponde a un mes calendario, que va de las 0:00 horas del primer día, hasta las 24:00 horas del último día del mes.

2.2.5.1 Informe de Transacciones Económicas

El Administrador del Mercado Mayorista emitirá el Informe de Transacciones Económicas a más tardar cinco (5) días hábiles después de la fecha de cierre, en la que se detallará, para

cada participante, los importes acreedores o deudores resultantes de sus transacciones en el mercado mayorista durante el período de facturación inmediato anterior.

Los conceptos a incluir para cada tipo de participante son los siguientes:

a) Transportistas:

- cargos por peaje,
- cargos por conexión,

b) Generadores, importadores, exportadores, comercializadores, grandes usuarios y distribuidores.

- energía,
- desvíos de potencia,
- servicios complementarios,
- cargos por pérdidas,
- cargos por peaje,
- sobre-costos por generación forzada,
- sobre-costos de producción a requerimiento del agente.

Todos los importes estarán expresados en su equivalente en dólares de los Estados Unidos de América, que será la moneda de referencia para el cálculo de las transacciones y pago de los cargos respectivos.

Observaciones al Informe de Transacciones Económicas

Los participantes podrán formular observaciones al informe de transacciones económicas dentro de los cinco (5) días hábiles posteriores a su recepción. No obstante el Administrador del Mercado Mayorista podrá considerar la extensión de este plazo, a solicitud de aquellos antes de su expiración, si existieran razones fundadas para ello.

A tal efecto el Administrador del Mercado Mayorista pondrá a disposición de cualquier participante que los requiera, en el lapso citado, incluyendo su eventual prórroga, todos los registros utilizados para la determinación de las transacciones.

El Administrador del Mercado Mayorista se pronunciará sobre cualquier observación dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la fecha de vencimiento del plazo que tienen los participantes para presentar observaciones indicado en la pagina anterior y emitirá, si fuera necesario, una revisión del Informe de Transacciones Económicas.

Si alguno de los participantes, incluido o no el que hubiera formulado observaciones anteriormente, no estuviera de acuerdo con la respuesta del Administrador del Mercado Mayorista o con la revisión del Informe de Transacciones Económicas,

deberá formular sus comentarios dentro de los cinco (5) días hábiles de recibida la respuesta o la revisión mencionada.

Si luego de realizar los análisis técnicos y jurídicos que correspondan, el Administrador del Mercado Mayorista no estuviera de acuerdo con los nuevos comentarios deberá elevar las actuaciones a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la fecha de vencimiento del plazo que tienen los participantes para pronunciarse sobre la respuesta del Administrador del Mercado Mayorista.

2.2.5.2 Facturación

Para la liquidación del mercado de oportunidad el Administrador del Mercado Mayorista utilizará los servicios de un banco del sistema (actualmente Banco Industrial, S. A.), el cual se encargará de cobrar a los deudores y pagar a los acreedores, además se hará cargo de financiar, si ese fuera el caso, a los deudores. A través de una línea de crédito preestablecida.

Juntamente con el Informe de transacciones económicas, el Administrador del Mercado Mayorista emitirá a cada participante que resulta deudor en el mercado mayorista, un requerimiento de pago para que haga efectivo el pago del total de su saldo deudor. A cada participante acreedor se le remitirá el Informe de transacciones económicas y un informe del estado de la cuenta del Administrador del Mercado Mayorista en la que serán depositados los pagos de los participantes deudores. El Informe de transacciones económicas será considerado como memoria de cálculo del importe deudor o acreedor.

Una copia del resumen de pagos y cobros será enviado al banco liquidador para los correspondientes cobros y pagos.

Al finalizar el plazo concedido a los deudores para el pago, el Administrador del Mercado Mayorista remitirá a cada acreedor una lista de los deudores a quienes debe facturar y las cantidades correspondientes, conforme lo recibido en la cuenta del Administrador del Mercado Mayorista. Cada acreedor debe emitir las facturas respectivas en un plazo máximo de 5 días hábiles y remitirlas al Administrador del Mercado Mayorista, quien las enviará posteriormente a cada deudor.

2.2.5.3 Pagos

Los deudores deberán hacer el pago a más tardar 5 días hábiles después de haber recibido el Informe de Transacciones Económicas, no importando si existiera alguna observación a dicho informe pendiente de resolución. Los ajustes que pudieran

derivarse de alguna revisión al Informe de Transacciones Económicas, se incluirán en la facturación del mes siguiente.

El pago deberá realizarse al banco liquidador a nombre de una de las cuentas del Administrador del Mercado Mayorista.

El banco liquidador depositará los importes correspondientes a los acreedores, en las cuentas indicadas por cada uno de éstos, dentro de las veinticuatro (24) horas posteriores al vencimiento del plazo para el pago estipulado anteriormente.

Los pagos deberán efectuarse en dólares.

2.2.5.4 Garantía

Todos los participantes del mercado mayorista previo a iniciar operaciones en el mercado mayorista, deberán tener una línea de crédito en el banco liquidador, equivalente por lo menos al importe previsto por el Administrador del Mercado Mayorista, para cubrir sus obligaciones en el mercado mayorista excluyendo las correspondientes al mercado a término durante un mes, la cual se hará efectiva si el participante incumple con pagar los saldos deudores que se indiquen en el Informe de transacciones económicas. Se exceptuarán de este requerimiento los participantes que por ser entidades públicas o autónomas que tengan impedimento legal para efectuar estas transacciones.

En ese caso el Administrador del Mercado Mayorista pactará con dicho participante el tipo de garantía que será otorgada.

El monto de la línea de crédito o la garantía para instituciones estatales, deberá ajustarse cada año en función de las modificaciones previstas por el Administrador del Mercado Mayorista, en el monto mensual de las transacciones de cada participante y deberá mantenerse siempre vigente.

Si el participante agotara su línea de crédito, el banco liquidador deberá informar inmediatamente al Administrador del Mercado Mayorista, quien le requerirá al participante que la restituya inmediatamente, caso contrario, se iniciará el expediente respectivo para remitirlo a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica conforme el artículo 84 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

2.2.5.5 Cuotas del AMM

Derivado de las transacciones de cada participante en el mercado mayorista el Administrador del Mercado Mayorista procederá a facturar por separado la cuota correspondiente a cada participante utilizando la metodología establecida en el artículo 29 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

La cuota deberá ser pagada por el participante al banco liquidador a nombre de una de las cuentas del Administrador del Mercado Mayorista, a más tardar 10 días hábiles después de recibida la factura, de no pagarse en ese tiempo se utilizará la línea de crédito del participante, o en el caso de participantes de entidades estatales se ejecutará la garantía que haya sido pactada con el Administrador del Mercado Mayorista.

Para el cálculo de la cuota los participantes deberán proporcionar la información relativa a todas sus compras y ventas de energía y potencia al mercado mayorista, en un plazo no mayor de 20 días hábiles después del cierre del período de liquidación. De no entregarse la información solicitada en el tiempo estipulado se solicitará a la Comisión la sanción correspondiente conforme lo establecido en el artículo 118 del Reglamento de la Ley. (16/ Artículo 1)

2.2.6 Cálculo del peaje en los sistemas de transporte principal y secundarios

El objetivo de esta norma es que en los casos en que no exista acuerdo entre partes para el pago del peaje de transmisión y a requerimiento de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, el Administrador del Mercado Mayorista proporcionará los resultados de la aplicación de la metodología, para que pueda determinarse el pago de peaje a los transportistas.

Para que los transportistas puedan establecer el peaje por libre acuerdo con los participantes del mercado mayorista que hacen uso de las instalaciones de transmisión y transformación principal y secundaria, el Administrador del Mercado Mayorista les informará de las potencias firmes de los generadores y de los importadores.

2.2.6.1 Determinación del sistema de transmisión económicamente adaptado

El Administrador del mercado mayorista deberá determinar cuál es el sistema de transmisión económicamente adaptado, entendiéndose a éste como el que permite transmitir o transportar electricidad con el menor costo de instalación y operación de las instalaciones de transmisión y transformación con la siguiente metodología:

1. Se identificarán estados de carga típicos, correspondientes a situaciones de diferentes condiciones de uso del sistema de transporte. Estos estados de carga incluirán situaciones con máxima y mínima demanda, máxima y mínima producción de las centrales hidroeléctricas, y toda otra situación que sea considerada probable.
2. Se identificarán estados de carga correspondientes a contingencias con mayor probabilidad de ocurrencia en el sistema de transmisión o generación, con n-1 componentes en servicio para los casos en los cuales sea aplicable dicho criterio.
3. Para cada uno de los estados de carga identificados, se realizarán flujos de carga, en los que se determinarán las potencias máximas transmitidas por cada línea o transformador. A estas potencias se las denominará cargas máximas de cada componente.

Para cada componente del sistema de transmisión se comparará su carga máxima con su capacidad nominal. Si ambos valores son razonablemente similares, se considerará que ese componente está económicamente adaptado; es decir, que la capacidad nominal del componente corresponde a equipos que normalmente se fabrican y están disponibles comercialmente o al diseño de una línea de transmisión que considera los criterios por los cuales se determina su capacidad nominal.

La capacidad nominal de una línea de transmisión se determinará por el límite máximo de transporte el cual se determina por el mínimo valor entre el límite térmico de los conductores, el límite de transmisión por regulación de voltaje y el límite por estabilidad transitoria y dinámica.

La cargabilidad de los transformadores se mide por su capacidad de corriente nominal, para tener en cuenta las variaciones de voltaje de operación con respecto al nominal del equipo.

Peaje por uso de los sistemas secundarios

Adicionalmente al peaje en el sistema principal todo generador, importador, exportador y comercializador de energía eléctrica deberá pagar un peaje secundario a los transmisores involucrados, o al distribuidor, en los siguientes casos:

- Si se conecta al sistema eléctrico en subestaciones ubicadas fuera del sistema principal;
- Si comercializa electricidad en subestaciones ubicadas fuera de este sistema;
- Si utiliza instalaciones de distribución.

El peaje secundario sólo se pagará si el uso de las instalaciones se hace en el sentido del flujo preponderante de energía. El pago del peaje secundario da derecho a efectuar retiros de electricidad, en todos los puntos del sistema desde los cuales, en condiciones típicas de operación del sistema, se produzcan transmisiones físicas netas hacia puntos cubiertos por los peajes secundarios (1/Artículo 70).

2.3 NORMAS INTERNACIONALES DE CONTABILIDAD (NIC's) APLICABLES A LOS REGISTROS CONTABLES DE UNA EMPRESA HIDROELÉCTRICA

Las Normas Internacionales de Contabilidad son amplias y no genera valor agregado incluirlas como parte de la tesis, y que pueden ser consultadas en forma separada, solamente se incluye el objetivo y alcance de cada una de las Normas que tienen mayor relación con la operación de las hidroeléctricas:

2.3.1 NIC 1 - Presentación de Estados Financieros (revisada en 1997)

Objetivo

El objetivo de esta Norma es establecer las bases para la presentación de los estados financieros con propósitos de información general con el fin de asegurar la comparabilidad de los mismos, tanto con respecto a los estados publicados por la misma empresa en períodos anteriores, como con respecto a los de otras empresas diferentes. Para alcanzar dicho objetivo, la norma establece, en primer lugar, consideraciones generales para la presentación de los estados financieros y, ofrece guías para determinar su estructura, a la vez que fija los requisitos mínimos sobre el contenido de los estados a publicar por las empresas. Tanto el reconocimiento como la medición y presentación de las transacciones y sucesos particulares, se abordan en otras Normas Internacionales de Contabilidad.

Alcance

Esta Norma será de aplicación para la presentación de todo tipo de estados financieros, con propósitos de información general, que sean elaborados y presentados conforme a las Normas Internacionales de Contabilidad (NIC 1, 1).

2.3.2 NIC 2 – Inventarios (revisada en 1993)

Inventarios

Definición:

Inventario son activos:

- (a) Poseídos para ser vendidos en el curso normal de la operación.
- (b) En proceso de producción de cara a tal venta, o
- (c) En la forma de materiales o suministros, para hacer consumidos en el proceso de producción, o en el suministro de servicios.

El inventario relacionado a las hidroeléctricas esta constituido en un 90% de repuestos electromecánicos y el 10% lo constituyen insumos para el mantenimiento de la maquinaria, considerando las definiciones que explica la Norma, establecimos que los inventarios que posee este tipo de compañías están clasificados como parte de los activos fijos que son tratados en la Norma Internacional de Contabilidad No. 16.

2.3.3 NIC 7 - Estados de Flujo de Efectivo (revisada en 1992)

Objetivo

La información acerca de los flujos de efectivo es útil porque suministra a los usuarios de los estados financieros las bases para evaluar la capacidad que tiene la empresa para generar efectivo y equivalentes al efectivo, así como las necesidades de liquidez que ésta tiene. Para tomar decisiones económicas, los usuarios deben evaluar la capacidad que la empresa tiene de generar efectivo y equivalentes al efectivo, así como las fechas en que se producen y el grado de certidumbre relativa de su aparición.

Alcance

Las empresas deben confeccionar un estado de flujo de efectivo, de acuerdo con los requisitos establecidos en esta Norma, y deben presentarlo como parte integrante de sus estados financieros, para cada periodo en que sea obligatoria la presentación de éstos. Esta Norma sustituye a la antigua NIC 7, El Estado de Cambios en la Posición Financiera, aprobada en julio de 1977.

Los usuarios de los estados financieros están interesados en saber cómo la empresa genera y utiliza el efectivo y los equivalentes al efectivo. Esta necesidad es independiente de la naturaleza de las actividades de la empresa, incluso cuando el efectivo pueda ser considerado como el producto de la empresa en cuestión, como puede ser el caso de las empresas financieras. Básicamente, las empresas necesitan efectivo por las mismas razones, por muy diferentes que sean las actividades que constituyen su principal fuente de ingresos.

En efecto, todas ellas necesitan efectivo para llevar a cabo sus operaciones, pagar sus obligaciones y suministrar rendimientos a sus inversores.

De acuerdo con lo anterior, esta Norma exige a todas las empresas que presenten un estado de flujo de efectivo.

2.3.4 NIC 8 - Ganancia o Pérdida Neta del Período, Errores Fundamentales y Cambios en las Políticas Contables (revisada en 1993)

Objetivo

El objetivo de esta Norma es prescribir los criterios de clasificación, información a revelar y tratamiento contable de ciertas partidas del estado de resultados, de manera que todas las empresas preparen y presenten el mismo de manera uniforme.

Con ello se mejora la comparabilidad de los estados financieros de la empresa, tanto con los emitidos por ella en períodos anteriores, como con los confeccionados por otras empresas. De acuerdo con lo anterior, esta Norma exige la adecuada clasificación y revelación de información de partidas extraordinarias y la revelación de ciertas partidas dentro de las ganancias o pérdidas procedentes de las actividades ordinarias.

También especifica el tratamiento contable que se debe dar a los cambios en las estimaciones contables, en las políticas contables y en la corrección de los errores fundamentales.

Alcance

Esta Norma debe aplicarse al informar, en el estado de resultados, sobre las ganancias o pérdidas de las actividades ordinarias y extraordinarias, así como al contabilizar los cambios en las estimaciones contables, los errores fundamentales y los cambios en las políticas contables.

Esta Norma sustituye a la NIC 8, Partidas Extraordinarias, Partidas Procedentes de Periodos Anteriores y Cambios en las Políticas Contables, aprobada en 1977.

Esta Norma trata, entre otras cosas, de la información a revelar sobre ciertas partidas determinantes de las ganancias o pérdidas netas del período. Tales revelaciones se hacen en adición a cualesquiera otras informaciones requeridas por la NIC 5, Información que deben contener los Estados Financieros (ahora sustituida por la NIC 1, Presentación de Estados Financieros).

(Párrafo derogado por la NIC 35, Operaciones en Discontinuación).

El efecto impositivo de las partidas extraordinarias, de los errores fundamentales y de los cambios en las políticas contables se contabilizará y revelará información de acuerdo con la

NIC 12, Impuesto sobre las Ganancias. Allí donde la NIC 12 se refiere a partidas extraordinarias o no usuales, debe entenderse partidas extraordinarias, tal y como se definen en la presente Norma.

2.3.5 NIC 12 - Impuesto sobre las Ganancias (revisada en 1996)

Objetivo

El objetivo de esta norma es prescribir el tratamiento contable del impuesto sobre las ganancias. El principal problema que se presenta al contabilizar el impuesto sobre las ganancias es cómo tratar las consecuencias actuales y futuras de:

- (a) La recuperación (liquidación) en el futuro del valor en libros de los activos (pasivos) que se han reconocido en el balance de la empresa; y
- (b) Las transacciones y otros sucesos del período corriente que han sido objeto de reconocimiento en los estados financieros.

Tras el reconocimiento, por parte de la empresa, de cualquier activo o pasivo, está inherente la expectativa de que recuperará el primero o liquidará el segundo, por los valores en libros que figuran en las correspondientes rúbricas. Cuando sea probable que la recuperación o liquidación de los valores contabilizados vaya a dar lugar a pagos fiscales futuros mayores (menores) de los que se tendrían si tal recuperación o liquidación no tuviera consecuencias fiscales, la presente Norma exige que la empresa reconozca un pasivo (activo) por el impuesto diferido, con algunas excepciones muy limitadas.

Esta Norma también aborda el reconocimiento de activos por impuestos diferidos que aparecen ligados a pérdidas y créditos fiscales no utilizados, así como la presentación del impuesto sobre las ganancias en los estados financieros, incluyendo la información a revelar sobre los mismos.

Alcance

Esta Norma debe ser aplicada en la contabilización del impuesto sobre las ganancias. Para los propósitos de esta Norma, el término impuesto sobre las ganancias incluye todos los impuestos, ya sean nacionales o extranjeros, que se relacionan con las ganancias sujetas a imposición. El impuesto sobre las ganancias incluye también otros tributos, tales como las retenciones sobre dividendos, que se pagan por parte de una empresa subsidiaria,

asociada o negocio conjunto, cuando proceden a distribuir ganancias a la empresa que presenta los estados financieros.

En algunos países, el impuesto sobre las ganancias tiene una tasa mayor o menor según si una parte o la totalidad de la ganancia neta, o de las ganancias retenidas, se reparten como dividendos. En otros países, el impuesto sobre las ganancias puede ser objeto de recuperación, por parte de la empresa, si una parte o la totalidad de la ganancia, o de las ganancias retenidas, se reparten como dividendos. Esta Norma no especifica ni cuándo ni cómo debe, una determinada empresa, contabilizar las consecuencias fiscales de los dividendos u otro tipo de distribuciones.

Esta Norma no aborda los métodos de contabilización de las subvenciones del gobierno (véase la NIC 20, Contabilización de las Subvenciones del Gobierno e Información a Revelar sobre ayudas Gubernamentales), ni de los créditos fiscales por inversiones. Sin embargo, la Norma se ocupa de la contabilización de las diferencias temporarias que pueden derivarse de tales subvenciones o deducciones fiscales.

2.3.6 NIC 16 - Propiedades, Planta y Equipo (revisada en 1998)

Objetivo

El objetivo de esta Norma es establecer el tratamiento contable de las propiedades, planta y equipo. Los principales problemas que presenta la contabilidad de las propiedades, planta y equipo son el momento de activación de las adquisiciones, la determinación del valor en libros y los cargos por depreciación del mismo que deben ser llevados a resultados.

Esta Norma exige que un elemento correspondiente a las propiedades, planta y equipo sea reconocido como un activo, cuando satisfaga los criterios de definición y reconocimiento de activos contenidos en el Marco Conceptual Para la Preparación y Presentación de los Estados Financieros.

Alcance

Esta Norma debe ser aplicada en la contabilización de los elementos componentes de las propiedades, planta y equipo, salvo cuando otra Norma Internacional de Contabilidad exija o permita otro tratamiento contable diferente.

Esta Norma no es de aplicación a los siguientes activos:

- a) Bosques y recursos naturales renovables similares, así como a las
- b) inversiones en derechos mineros, exploración y extracción de minerales, petróleo, gas natural u otros recursos no renovables similares.

No obstante, la Norma es de aplicación a los elementos individuales de las propiedades, planta y equipo, usados para desarrollar o mantener las actividades comprendidas en (a) o (b), pero separables de las mismas.

En algunos casos, las Normas Internacionales de Contabilidad permiten que la capitalización inicial del valor en libros de los elementos de las propiedades, planta y equipo, se determine utilizando un método diferente del exigido en esta Norma. Este es el caso, por ejemplo, de la NIC 22, Combinaciones de Negocios, que obliga, cuando aparezca una o exista minusvalía comprada, a medir inicialmente las propiedades, planta y equipo procedentes de la combinación a su valor razonable, aunque esta cantidad exceda al costo de tales activos. No obstante, incluso en tales casos, todos los demás aspectos del tratamiento contable de los citados activos, incluyendo su depreciación, se guían por los requerimientos de la presente Norma.

No obstante, a las empresas que apliquen tal sistema, se les exige que cumplan con todos los aspectos de esta Norma, salvo en lo que se refiere a la medición de los elementos componentes de las propiedades, planta y equipo, en los momentos posteriores a su adquisición y reconocimiento inicial.

2.3.7 NIC 18 - Ingresos (revisada en 1993)

Objetivo

La principal preocupación en la contabilización de ingresos es determinar cuándo deben ser reconocidos. El ingreso es reconocido cuando es probable que los beneficios económicos futuros fluyan a la empresa y estos beneficios puedan ser medidos con fiabilidad. Esta Norma identifica las circunstancias en las cuales se cumplen estos criterios para que los ingresos sean reconocidos. También provee guías prácticas para la aplicación de estos criterios.

Alcance

Esta Norma debe ser aplicada al contabilizar ingresos procedentes de las siguientes transacciones y sucesos:

- a) La venta de productos;
- b) La prestación de servicios, y
- c) El uso, por parte de terceros, de activos de la empresa que produzcan intereses, regalías y dividendos.

Esta Norma deroga la anterior NIC 18, Reconocimiento de los Ingresos, aprobada en 1982.

El término "productos" incluye tanto los producidos por la empresa para ser vendidos, como los adquiridos para su reventa, tales como las mercaderías de los comercios al por menor o los terrenos u otras propiedades que se tienen para revenderlas a terceros.

La prestación de servicios implica, normalmente, la ejecución, por parte de la empresa, de un conjunto de tareas acordadas en un contrato, con una duración determinada en el tiempo. Los servicios pueden prestarse en el transcurso de un único período o a lo largo de varios períodos contables.

Algunos contratos para la prestación de servicios se relacionan directamente con contratos de construcción, por ejemplo aquéllos que realizan los arquitectos o la gerencia de los proyectos. Los ingresos derivados de tales contratos no son abordados en esta Norma, sino que se contabilizan de acuerdo con los requisitos que, para los contratos de construcción, se especifican en la NIC 11, Contratos de Construcción.

El uso, por parte de terceros, de activos de la empresa, da lugar a ingresos que adoptan la forma de:

- a) Intereses - cargos por el uso de efectivo, de otros medios equivalentes al efectivo o por el mantenimiento de deudas para con la empresa;

- b) Regalías - cargos por el uso de activos a largo plazo de la empresa, tales como patentes, marcas, derechos de autor o aplicaciones informáticas; y
- c) Dividendos - distribuciones de ganancias a los poseedores de participaciones en la propiedad de las empresas, en proporción al porcentaje que supongan sobre el capital o sobre una clase particular del mismo.

Esta Norma no trata de los ingresos procedentes de:

- a) Contratos de arrendamiento financiero (véase la NIC 17, Arrendamientos);
- b) Dividendos producto de inversiones financieras llevadas por el método de la participación (véase la NIC 28, Contabilización de Inversiones en Empresas Asociadas);
- c) Contratos de seguro realizados por compañías aseguradoras;
- d) Cambios en el valor razonable de activos y pasivos financieros, o productos derivados de su venta (que se tratan en la NIC 32, Instrumentos Financieros: Presentación e Información a Revelar);
- e) Cambios en el valor de otros activos corrientes;
- f) Incremento natural en las ganaderías, así como en otros productos agrícolas o forestales; y
- g) Extracción de minerales en yacimientos.

2.3.8 NIC 21 - Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio de la Moneda Extranjera (revisada en 1993)

Objetivo

La empresa puede llevar a cabo actividades en el extranjero de dos diferentes maneras. Puede realizar transacciones en moneda extranjera o bien puede tener operaciones en el extranjero. En estos casos, con el fin de incluir las transacciones en moneda extranjera y las cuentas de las operaciones en el extranjero, dentro de los estados financieros de la empresa, las operaciones correspondientes deben ser expresadas en la moneda habitualmente utilizada por la empresa para establecer sus cuentas, y los estados

financieros de las operaciones en el extranjero deben ser convertidos a la moneda que corresponda a los estados financieros publicados por la empresa.

Los principales problemas con los que se enfrenta la contabilidad, en el caso de las transacciones en moneda extranjera y de las operaciones en el extranjero, son los de decidir qué tasa de cambio utilizar para la conversión y cómo proceder al reconocimiento, en los estados financieros, de los efectos de las diferencias de cambio en moneda extranjera.

Alcance

Esta Norma debe ser aplicada:

- a) Al contabilizar las transacciones en moneda extranjera, y
- b) Al proceder a convertir los estados financieros de las operaciones que una empresa posea en el extranjero, para incluirlos en los estados financieros consolidados de la citada empresa, ya sea utilizando el método de consolidación proporcional o el de participación .

Esta Norma no se ocupa de la contabilidad de las coberturas de las partidas en moneda extranjera, salvo el caso del tratamiento de las diferencias de cambio que surgen de las obligaciones en moneda extranjera que se tratan contablemente como cobertura de las inversiones netas en entidades extranjeras. En la NIC 39, Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición, se tratan otros aspectos de la contabilización de la operaciones de cobertura, incluyendo también los criterios para la utilización de la contabilidad especial prevista para las mismas.

Esta Norma deroga la anterior NIC 21, Contabilización de los Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio de las Moneda Extranjera, aprobada en 1983.

Esta Norma no especifica nada acerca de la moneda habitual en la que una empresa presenta sus estados financieros. No obstante, la empresa utilizará normalmente la moneda del país en el que esté domiciliada. Si utiliza una moneda diferente, esta Norma exige informar acerca de la razón por la que usa tal moneda. La Norma también exige informar sobre los motivos de un eventual cambio en la moneda de los estados financieros.

La presente Norma no se ocupa de la reexpresión de los estados financieros de la empresa desde su moneda habitual a otra, cuando se hace para conveniencia de los usuarios, acostumbrados a esta última, o por otras razones similares.

Esta Norma no trata de la presentación, dentro del estado de flujo de efectivo, de los flujos de efectivo que se deriven de transacciones en moneda extranjera, ni de la conversión de los flujos de efectivo de las entidades extranjeras (véase la NIC 7, Estados de Flujo de Efectivo).

3.3.10 NIC 36 - Deterioro del Valor de los Activos

Objetivo

El objetivo de esta Norma es establecer los procedimientos que una empresa debe aplicar para asegurar que el valor de sus activos no supera el importe que puede recuperar de los mismos. Un determinado activo estará contabilizado por encima de su importe recuperable cuando su valor en libros exceda del importe que se puede recuperar del mismo a través de su uso o de su venta. Si este fuera el caso, el activo se calificaría como deteriorado, y la Norma exige que la empresa reconozca contablemente la correspondiente pérdida de valor por deterioro. En la Norma también se especifica cuándo la empresa debe proceder a revertir la pérdida de valor por deterioro, y se exige que suministre determinada información referente a los activos que hayan sufrido este tipo de deterioros de valor.

Alcance

Esta Norma se debe aplicar en la contabilización de los deterioros de valor de cualquier clase de activos, salvo los siguientes:

- a) Inventarios (véase la NIC 2, Inventarios);
- b) Activos surgidos de los contratos de construcción (véase la NIC 11, Contratos de Construcción);
- c) Activos por impuestos diferidos (véase la NIC 12, Impuesto sobre las Ganancias);
- d) Activos procedentes de costos de beneficios a empleados (véase la NIC 19, Beneficios a los Empleados), y

- e) Activos financieros que se encuentren incluidos en el alcance de la NIC 32, Instrumentos Financieros: Presentación e Información a Revelar.

Esta Norma no se aplica a los inventarios, a los activos surgidos de los contratos de construcción, a los activos por impuestos diferidos ni a los activos que surgen de los costos de beneficios a empleados porque, en otras Normas Internacionales de Contabilidad aplicables a tales activos, se han dado ya reglas específicas para reconocer y medir estos tipos de activos.

En el caso de los activos financieros a los que afecta la NIC 32, Instrumentos Financieros: Presentación e Información a Revelar, las reglas para el reconocimiento y medición de las pérdidas de valor por deterioro dependen de lo que resulte del proyecto, actualmente en marcha en el Comité de Normas Internacionales de Contabilidad (siglas en inglés IASC), sobre contabilización de los instrumentos financieros. Sin embargo, las inversiones en:

- a) Subsidiarias, definidas en la NIC 27, Estados Financieros Consolidados y Contabilización de Inversiones en Subsidiarias;
- b) Asociadas, definidas en la NIC 28, Contabilización de Inversiones en Empresas Asociadas, y
- c) Negocios conjuntos, definidos en la NIC 31, Información Financiera sobre los Intereses en Negocios Conjuntos,

Son activos financieros excluidos explícitamente del alcance de la NIC 32, por lo que quedan afectados por los requisitos fijados en esta Norma.

Esta Norma es aplicable a los activos que se llevan contablemente por su valor revaluado (valor razonable) siguiendo otras Normas Internacionales de Contabilidad, como sucede con el tratamiento alternativo permitido por la NIC 16, Propiedades, Planta y Equipo. No obstante, determinar si un activo previamente revaluado puede haberse deteriorado, por causas inesperadas, depende de los criterios utilizados para determinar el valor razonable:

- a) Si el valor razonable del activo es su valor de mercado, la única diferencia entre el valor razonable del activo y su precio de venta neto, reside en los costos incrementales que se deriven directamente de la desapropiación del activo:

- i) Si los costos de desapropiación son insignificantes, el importe recuperable del activo revaluado será un valor próximo a, o mayor que, su valor revaluado (valor razonable); en tal caso, una vez que se hayan aplicado los criterios de la revaluación, es improbable que el activo revaluado haya deteriorado su valor, y por tanto no es necesario estimar el importe recuperable, y
 - ii) Si los costos de desapropiación no son insignificantes, el precio de venta neto del activo revaluado será necesariamente menor que su valor razonable, por ello se reconocerá el deterioro del valor del activo revaluado en cuestión, siempre que su valor en uso sea menor que su valor revaluado (valor razonable). En tal caso, una vez que se hayan aplicado los criterios de la revaluación, la empresa utilizará esta Norma para determinar si el activo ha sufrido o no deterioro de su valor.
- b) Si el valor razonable del activo se determina a partir de una base distinta a su valor de mercado, su valor revaluado (valor razonable) podría ser mayor o menor que su importe recuperable, de forma que, después de aplicar los correspondientes criterios de revaluación, la empresa tendrá que aplicar esta Norma para determinar si el activo ha sufrido o no deterioro de su valor.

3.3.11 NIC 37 - Provisiones, Activos Contingentes y Pasivos Contingentes

Objetivo

El objetivo de esta Norma es asegurar que se utilicen las bases apropiadas para el reconocimiento y la medición de las provisiones, activos y pasivos de carácter contingente, así como que se revele la información complementaria suficiente, por medio de las notas a los estados financieros, como para permitir a los usuarios comprender la naturaleza, calendario de vencimiento e importes, de las anteriores partidas.

Alcance

Esta Norma debe ser aplicada por todas las empresas, al proceder a contabilizar sus provisiones e informar sobre activos y pasivos de carácter contingente, excepto:

- a) Aquéllos que se deriven de los instrumentos financieros que se lleven contablemente según su valor razonable;

- b) Aquéllos que se deriven de contratos pendientes de ejecución, salvo que el contrato resulte de carácter oneroso para la empresa;
- c) Aquéllos que aparecen en las compañías de seguros, derivados de las pólizas de los asegurados, y
- d) Aquéllos de los que se ocupe alguna otra Norma Internacional de Contabilidad.

Esta Norma es de aplicación a los instrumentos financieros (incluyendo las garantías), siempre que no se lleven contablemente según su valor razonable.

Los contratos pendientes de ejecución son aquéllos en los que las partes no han cumplido ninguna de las obligaciones a las que se comprometieron, o bien que ambas partes han ejecutado parcialmente, y en igual medida, sus compromisos. Esta Norma no se aplica a los contratos pendientes de ejecución, salvo que tengan carácter oneroso para la empresa.

Esta Norma es de aplicación a las provisiones, activos y pasivos contingentes de las empresas aseguradoras, siempre que no se deriven de las pólizas de seguro mantenidas con los asegurados.

Cuando alguna otra Norma Internacional de Contabilidad se ocupe de un tipo específico de provisión, o bien de activos o pasivos de carácter contingente, la empresa aplicará esa Norma en lugar de la presente. Por ejemplo, también se abordan ciertos tipos de provisiones en:

- a) La NIC 11, Contratos de Construcción;
- b) La NIC 12, Impuesto sobre las Ganancias;
- c) La NIC 17, Arrendamientos, si bien esta NIC 17 no contiene ninguna especificación sobre cómo tratar los arrendamientos operativos que resulten onerosos para la empresa, por lo que habrá que aplicar la presente Norma para tratarlos, y
- d) La NIC 19, Beneficios a los Empleados.

Ciertas partidas, tratadas como provisiones, pueden estar relacionadas con el reconocimiento de algún ingreso, por ejemplo en el caso de que la empresa otorgue ciertas

garantías a cambio de la percepción de un determinado importe o cuota. Esta Norma no trata el reconocimiento de los ingresos, puesto que en la NIC 18, Ingresos, se identifican las circunstancias precisas para el reconocimiento de los mismos, y se suministra una guía práctica para aplicar los criterios de reconocimiento. Esta Norma no modifica lo establecido en la NIC 18.

En esta Norma se definen las provisiones como pasivos de cuantía o vencimiento inciertos. En algunos países, el término "provisión" se utiliza en el contexto de partidas tales como la depreciación sistemática, y también para denominar el reconocimiento de la pérdida de valor por deterioro de algunos activos o de los deudores de dudoso cobro. Estas partidas proceden de ajustes en el valor en libros de ciertos activos, y no se tratan en esta Norma.

En otras Normas Internacionales de Contabilidad se especifican las reglas para tratar ciertos desembolsos como activos o como gastos. Tales cuestiones no son abordadas en esta Norma. De acuerdo con ello, esta Norma no exige, ni prohíbe, la capitalización de los costos reconocidos al constituir una determinada provisión.

Esta Norma es de aplicación a las provisiones por reestructuración (incluyendo las operaciones en discontinuación).

Cuando una determinada reestructuración cumple con la definición de operación en discontinuación, la NIC 35, Operaciones en Discontinuación, puede exigir revelar información adicional sobre la misma.

3.3.12 NIC 38 – Activos Intangibles

Objetivo

El objetivo de esta Norma es prescribir el tratamiento contable de los activos intangibles, que no estén contemplados específicamente en otra Norma Internacional de Contabilidad. Esta Norma exige que las empresas procedan a reconocer un activo intangible si, y sólo si, se cumplen ciertos criterios. La Norma también especifica cómo determinar el valor en libros de los activos intangibles, y exige que se revelen ciertas informaciones complementarias, en las notas a los estados financieros, que hagan referencia a estos elementos.

Alcance

Esta Norma debe ser aplicada por todas las empresas, al proceder a contabilizar activo intangibles, excepto en los siguientes casos:

- a) Los activos intangibles que estén tratados en otras Normas Internacionales de Contabilidad;
- b) Activos financieros, según se han definido en la NIC 32, Instrumentos Financieros: Presentación e Información a Revelar;
- c) Las concesiones sobre minas y yacimientos, así como los gastos de exploración, desarrollo y extracción de minerales, petróleo, gas natural y otros recursos naturales no renovables; y
- d) Aquellos activos intangibles que aparecen en las compañías de seguro, derivados de las pólizas de los asegurados.

En el caso de que otra Norma Internacional de Contabilidad se ocupe de una clase específica de activo intangible, la empresa aplicará esa Norma en lugar de la presente.

Como ejemplos de lo anterior, esta Norma no es aplicable a:

- a) Los activos intangibles mantenidos por la empresa para su venta en el curso ordinario de sus actividades (véase al respecto la NIC 2, Inventarios, así como la NIC 11, Contratos de Construcción);
- b) Activos por impuestos diferidos (véase al respecto la NIC 12, Impuesto sobre las Ganancias);
- c) Arrendamientos que caigan dentro de las reglas establecidas en la NIC 17, Arrendamientos;
- d) Activos que tengan relación con las prestaciones a suministrar a los empleados, por sus beneficios a largo plazo (véase la NIC 19, Beneficios a los Empleados);
- e) Plusvalía comprada surgida de las combinaciones de negocios (véase la NIC 22, Combinaciones de Negocios);
- f) Los activos financieros, según se han definido en la NIC 32, Instrumentos Financieros: Presentación e Información a Revelar. El reconocimiento y medición de algunos activos financieros se puede encontrar en las siguientes Normas: NIC 27, Estados Financieros

Consolidados y Contabilización de Inversiones en Subsidiarias; NIC 28, Contabilización de Inversiones en Empresas Asociadas, NIC 31, Información Financiera de los Intereses en Negocios Conjuntos y NIC 39, Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición.

Algunos activos intangibles pueden estar contenidos en, o contener, una esencia de naturaleza tangible, como es el caso de un disco compacto (en el caso de programas informáticos), de documentación legal (en el caso de una licencia o patente) o de una película. En el proceso de determinar si un activo, que incluye elementos tangibles e intangibles, debe ser tratado según la NIC 16, Propiedades, Planta y Equipo, o como un activo intangible, según la presente Norma, se requiere efectuar el juicio oportuno, que permita evaluar cuál de los dos elementos tiene un peso más significativo. Por ejemplo, los programas informáticos para una máquina herramienta controlada por computadora, que no puede funcionar sin un programa específico, son una parte integrante del equipo, y serán tratados como elementos de las propiedades, planta y equipo.

Lo mismo se aplica al sistema operativo de una computadora. Cuando los programas informáticos no constituyan parte integrante del equipo, serán tratados como activos intangibles.

Esta Norma es de aplicación, entre otros elementos, a los desembolsos por gastos de publicidad, a los de formación del personal, a los de puesta en marcha de la actividad, o de la empresa, y a los correspondientes a las actividades de investigación y desarrollo.

Las actividades de investigación y desarrollo están orientadas al desarrollo de nuevos conocimientos. Por tanto, aunque de este tipo de actividades puede derivarse un activo con apariencia física (por ejemplo, un prototipo), la sustancia tangible del elemento es de importancia secundaria con respecto a sus componentes intangibles, que vienen constituidos por el conocimiento incorporado al activo en cuestión.

En el caso de un arrendamiento financiero, el activo subyacente puede ser tangible o intangible. Después de haber efectuado el reconocimiento inicial en las cuentas, el arrendatario se enfrentará con un activo intangible, mantenido bajo la forma de un arrendamiento financiero, al que pudiera ser de aplicación la normativa de este Pronunciamiento.

Los derechos de concesión o licencia, para productos tales como películas, grabaciones en vídeo, obras de teatro, manuscritos, patentes y derechos reprográficos, están excluidos del alcance de la NIC 17, Arrendamientos, pero caen dentro del contenido de la presente.

Las exclusiones del alcance de una Norma Internacional de Contabilidad pueden producirse cuando, en el caso de ciertas actividades u operaciones, éstas sean de una naturaleza tan especializada que puedan dar lugar a problemas contables, siendo entonces preciso un tratamiento diferente. Tal es el caso de los desembolsos por exploración, desarrollo o extracción de petróleo, gas y otros depósitos minerales, en las industrias extractivas, así como de los contratos entre las compañías de seguros y los tomadores de las pólizas de seguro. Por tanto, esta Norma no es de aplicación a los desembolsos realizados en tales actividades. No obstante, esta Norma será de aplicación a otros activos intangibles (como los programas informáticos) y otros tipos de desembolsos (como por ejemplo los de inicio de la actividad), que se pueden presentar en las empresas dedicadas a la extracción o en las compañías de seguro.

CAPÍTULO III

3. INVESTIGACIÓN DEL REGISTRO CONTABLE DE LAS EMPRESAS QUE OPERAN HIDROELÉCTRICAS

La investigación se realizó en dos hidroeléctricas operando actualmente en Guatemala de un total de diez, esto con el ánimo de tener un nivel de comparación sobre métodos y procedimientos utilizados para el registro de sus operaciones y presentación de su información financiera.

3.1 Registros contables de una Hidroeléctrica a la fecha

Recabando la información necesaria para el entendimiento de los procesos importantes que se registran por la operación de una hidroeléctrica encontramos la siguiente definición relacionada al tema:

Registro: Según el diccionario Kholer para contadores “es el registro para asentar y contabilizar los comprobantes o las pólizas, usualmente de forma columnar, que permite su resumen, distribución y pase a los mayores (o auxiliares) individualmente o en total”.

A continuación se describen las políticas contables que las empresas utilizaban para el registro, de sus operaciones antes de que el Instituto Guatemalteco de Contadores Públicos declarara de observancia obligatoria la utilización de Normas Internacionales de Contabilidad para los registros contables de las compañías ubicadas en Guatemala:

Transacción en Moneda Extranjera

Las transacciones denominadas en moneda extranjera son registradas al tipo de cambio vigente a la fecha de la transacción. Las pérdidas o ganancias por diferencial cambiario son reconocidas en el estado de resultados al momento de efectuar la transacción económica.

Provisiones

Las provisiones son reconocidas cuando la Compañía tiene una obligación legal o asumida como resultado de un suceso pasado y es probable que requiera una aplicación de recursos para cancelar la obligación y además, es susceptible de una estimación razonable del monto relacionado.

Reconocimiento de Ingresos

La Compañía reconoce sus ingresos por el método de lo devengado, considerando haber generado energía y potencia que al precio pactado con el cliente o el establecido por el Administrador del Mercado Mayorista sea facturado.

Estimaciones Contables en la Preparación de los Estados Financieros

La preparación de los estados financieros requiere que la administración de la Compañía realice ciertas estimaciones y supuestos que afectan los saldos de los activos y pasivos, la exposición de los pasivos contingentes a la fecha de los estados financieros así como los ingresos y gastos por el año informado.

Los activos y pasivos son reconocidos en los estados financieros cuando es probable que futuros beneficios económicos fluyan hacia o desde la Compañía y que las diferentes partidas tengan un costo o valor que puede ser confiablemente medido. Si en el futuro estas estimaciones y supuestos, que se basan en el mejor criterio de la administración a la fecha de los estados financieros, se modificaran con respecto a las actuales circunstancias, los estimados y supuestos originales serán adecuadamente modificados en el año en que se produzcan tales cambios.

Propiedad, Planta y Equipo

Estos activos se valúan al costo de adquisición y se deprecian por el método de línea recta de acuerdo a las tasas de depreciación establecidas por la Ley del Impuesto Sobre la Renta.

Los activos revaluados como es el caso de las propiedades y equipos, se ajustan periódicamente con base en valores de reposición determinados por valuadores independientes. Los ajustes netos resultantes de la aplicación de esta política se acreditan a una reserva por revaluación de activos fijos como parte de la inversión de los accionistas y es registrada según el artículo 14 de la Ley del Impuesto sobre la Renta.

En las bajas de activos fijos, el valor en libros a costo histórico y el valor en libros de la revaluación se cargan a resultados.

Las mejoras y reparaciones mayores de las turbinas que extienden su vida útil, se capitalizan como cargos diferidos y su amortización se carga a los costos de producción. Los gastos de mantenimiento y reparaciones normales se cargan directamente a resultados.

Cargos diferidos

Los cargos diferidos se amortizan por el método de línea recta dependiendo de la naturaleza del activo y de la estimación del beneficio futuro esperado.

Provisión para Indemnizaciones

De acuerdo con las disposiciones del Código de Trabajo de Guatemala, las compensaciones que van acumulándose a favor de los empleados, pueden llegar a serles pagadas en caso de despido injustificado o de muerte, a razón de un mes de sueldo por cada año ininterrumpido de servicio.

La compañía tiene la política de pagar indemnizaciones de acuerdo con lo establecido en la ley; para lo cual provisiona un 8.33% de los sueldos pagados.

3.2 Sistema contable

Sistema de contabilidad es una estructura organizada mediante la cual se recogen las informaciones de una empresa como resultado de sus operaciones, valiéndose de recursos como formularios, reportes, libros etc. y que presentados a la Gerencia Financiera le permitirán a la misma tomar decisiones financieras.

Un sistema de contabilidad no es más que normas, pautas, procedimientos, etc. para controlar las operaciones y suministrar información financiera de una empresa, por medio de la organización, clasificación y cuantificación de las informaciones administrativas y financieras que se nos suministre.

Para que un sistema de contabilidad funcione eficientemente es preciso que su estructura-configuración cumpla con los objetivos trazados. Esta red de procedimientos debe estar tan íntimamente ligada que integre de tal manera el esquema general de la empresa que pueda ser posible realizar cualquier actividad importante de la misma.

El sistema de información de la Compañía proporciona la siguiente información:

Informes: expresan la situación de la empresa. Estos están integrados por:

1. El Balance General
2. Estado de Resultados

También pueden proporcionar informes adicionales a criterio de la Gerencia Financiera como son:

1. Estado de antigüedad de saldos de cartera
2. Estadísticas de ventas, etc.

La Gerencia Financiera los utiliza para evaluar su actuación y determinar su posición financiera cada mes. Presentan cifras mensuales y acumuladas durante un ejercicio.

El sistema contable está organizado por un catálogo de cuentas que contiene todas las cuentas que se estima serán necesarias al momento de registrar una transacción en el sistema de contabilidad. Contiene la suficiente flexibilidad para ir incorporando las cuentas que en el futuro puedan ser necesarias.

Los objetivos del sistema contable utilizado por la Compañía se describen a continuación:

- Permitir que distintos empleados puedan mantener registros coherentes con la utilización del catálogo.
- Facilitar el trabajo contable sobre todo cuando se trata de consolidar cifras financieras.
- Facilitar y satisfacer la necesidad de registro diario de las operaciones de una empresa o entidad.

Las cuentas en el catálogo deben estar numeradas. La numeración se basa en el sistema métrico decimal. Al implantarlo se comenzó por asignar un número índice a cada grupo de cuentas tanto del balance general como del estado de resultado, de la manera siguiente:

Balance General

1. Activo
2. Pasivo
3. Capital

Estado de Resultados

4. Ingresos
5. Costos
6. Gastos
7. Otros ingresos

En las cuentas fundamentalmente se anotan las partidas de débito y crédito para obtener un balance.

La codificación es considerada como una operación preliminar para la clasificación.

La Compañía tiene implementado un conjunto de formularios, que son formas impresas con la finalidad de recaudar información en las diferentes áreas de una empresa. Constituyen un elemento que siempre y cuando esté autorizado (firmado) podrá servir como comprobante para garantizar una operación.

Los comprobantes son formularios que cumplen una destacada misión en el mecanismo funcional del régimen contable, como elementos de registro, información y control (facturas, recibos, etc.)

Toda operación es respaldada por un comprobante o formulario que permita su apropiada contabilización y que sirva para conocer los diferentes datos.

3.3 Métodos contables utilizados

A continuación se describen los utilizados por las Compañías objeto de investigación:

Inventarios:

El método utilizado es Primeras Entradas Primeras Salidas (siglas en inglés FIFO), éste método se basa en el supuesto que los productos que primero ingresan al inventario, en este orden deben ser consumidos, buscando que los niveles de obsolescencia de los mismos se encuentre en 1%, los inventarios que se manejan en este tipo de compañías son relacionadas a suministros y repuestos para el mantenimiento de equipo de la hidroeléctrica.

Depreciación de activos fijos

Se utiliza el método de línea recta según la administración porque se espera usar los activos en forma pareja sobre las vidas útiles establecidas por la Ley de Impuesto sobre la Renta y son cargadas como parte de los costos de producción en el caso de la maquinaria, en el caso de mobiliario y equipo, vehículos y otros activos son registrados como gastos de administración y ventas.

Amortización de cargos diferidos

La administración de la Compañía registra sus amortizaciones según el método de línea recta y utilizando los porcentajes máximos establecidos en la Ley del Impuesto sobre la Renta.

Reconocimiento de ingresos

La Compañía reconoce sus ingresos por el método de lo devengado o sea cuando se efectúa la facturación de la energía y potencia al precio pactado con el cliente y si es venta al mercado mayorista según el precio establecido por el Administrador del Mercado Mayorista.

Presentación de flujos de efectivo

La compañía prefiere presentarlo según el método indirecto en el cual no provee información de las principales cobranzas y pagos relacionados con las actividades de su operación, indirectamente determinan y reportan el mismo importe de flujo de efectivo por actividades de operación, conciliando la utilidad neta con el flujo de efectivo por actividades de operación.

3.4 Causas y efectos en los estados financieros

Al efectuar un análisis de las políticas y métodos utilizados por las empresas objeto de investigación determinamos algunos efectos relacionados al registro de sus operaciones los cuales son presentados a continuación:

Causas:

- La administración de las compañías primero ven los aspectos impositivos y después aplican los principios de contabilidad que no interfieran con las anteriores.
- Las políticas contables utilizadas observadas para registrar las operaciones no se encontraban debidamente soportadas con principios de contabilidad generalmente aceptados en Guatemala o sea Normas Internacionales de Contabilidad.
- No existía una conjugación entre las regulaciones dictadas para la generación de electricidad, los aspectos fiscales y el registro y presentación contable de la operación
-

Efectos

- Al aplicar como primicia las leyes impositivas dejan a un lado el registro de las operaciones cumpliendo con un marco de referencia internacional como es el caso de las NICs y por ende no reflejan la realidad según este nivel de comparación que dictan las Normas.
- Los estados financieros no presentaban la posición financiera real de las compañías objeto de investigación considerando un enfoque internacionalmente utilizado.
- Los antiguos principios de contabilidad generalmente aceptados en Guatemala no permitían registrar operaciones importantes que mejoran la posición financiera de las empresas hidroeléctricas, tal es el caso de la revaluación de los activos ya que estos principios se regían a guardar el costo histórico de los activos.

- Las pérdidas ocurridas por sucesos naturales o por la operación de sus activos productivos no se reflejaban adecuadamente por no tener un pronunciamiento que dictara el tratamiento contable de estos sucesos.

3.5 Cumplimiento de las disposiciones técnicas, impositivas y normativas:

Los aspectos técnicos a que se enfoca son relacionados a la aplicación de principios de contabilidad generalmente aceptados en Guatemala, esto siempre y cuando no interfieran en los aspectos impositivos o regulatorios de nuestro país; en el caso las disposiciones legales a continuación se describen todas las leyes a que se encuentran afectas las compañías hidroeléctricas:

Las disposiciones legales que son cumplidas por la Compañía objeto de investigación son las siguientes:

- Presentación y pago si lo amerita de la declaración de Impuesto al Valor Agregado según lo establece la Ley y el Reglamento de la misma.
- Presentación y pago si lo amerita de la declaración de Impuesto sobre la Renta según lo establece la Ley y Reglamento de la misma.
- Presentación y pago del Impuesto de Empresas Mercantiles y Agropecuarias hasta el mes de enero de 2004 ya que este impuesto fue declarado inconstitucional el 8 de febrero de 2004 sin embargo fue sustituido por el Impuesto Extraordinario y Temporal de Apoyo a los Acuerdos de Paz. –IETAP-.

Las disposiciones normativas establecidas por el Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de Energía, Comité Nacional de Energía Eléctrica y el Administrador del Mercado Mayorista son cumplidas a la fecha, no existiendo multas, se nos informó que no que existe incumplimiento de las mismas, ni multas relacionadas según el Gerente Financiero de la Compañía.

CAPÍTULO IV

4. TRATAMIENTO CONTABLE DE LAS OPERACIONES DE UNA EMPRESA HIDROELÉCTRICA APLICANDO NORMAS INTERNACIONALES DE CONTABILIDAD

El objetivo de este capítulo es describir el tratamiento adecuado utilizando Normas Internacionales de Contabilidad para el registro de las operaciones del giro normal del negocio de las empresas hidroeléctricas objeto de esta tesis.

Las fechas y las cifras utilizadas para ejemplificar cada uno de los ejemplos que se presentan a continuación son ficticias, el objetivo es tener un punto de referencia sobre el tratamiento de cada una de las transacciones más importantes.

Activos Corrientes

Tomando en consideración el párrafo 57 de la NIC 1 en la que describe los pasos que se necesitan para clasificar con activo corriente una transacción, los mismos son descritos a continuación:

- (a) Su saldo se espera realizar, o se tiene para su venta o consumo, en el transcurso del ciclo normal de la operación de la empresa, o
- (b) Se mantiene fundamentalmente por motivos comerciales, o para un plazo corto de tiempo, y se espera realizar dentro del período de doce meses tras la fecha del balance, o
- (c) Se trata de efectivo u otro medio líquido equivalente, cuya utilización no esté restringida.

Cumpliendo con los párrafos anteriores se detallan las cuentas que cumplen con los requisitos establecidos y deben ser clasificadas dentro de este marco:

4.1 Efectivo

El término efectivo se usa para indicar dinero o su equivalente e incluye los fondos en caja, en depósitos a plazo fijo, de ahorro, a la vista y en tránsito. Además incluye los fondos restringidos o destinados (separados) para fines especiales.

Tomando en consideración la definición anterior todas las operaciones que incluyan una disminución o aumento de efectivo deben ser registradas en esa cuenta, ejemplo de ellas son las mostradas en la página siguiente:

Registro del pago de una venta de energía a Refrescos La Nueva, S. A. recibida el día 5 de enero de 2003 y posteriormente registrada en el Banco de Occidente, S. A.:

	Débito	Crédito
05/01/2003		
Banco de Occidente, S. A.	Q 35,000.00	
Cientes		
Refrescos La Nueva, S. A.		Q 35,000.00
		Q 35,000.00
Registro de depósito monetario No. 5445 del 5 de junio de 2003 de Refrescos La Nueva, S. A.	Q 35,000.00	Q 35,000.00
	Q 35,000.00	Q 35,000.00

Registro de una transferencia bancaria del 7 de enero de 2003 al proveedor de Harrys Spare Parts Inc. ubicado en Estados Unidos por pago de repuestos:

	Débito	Crédito
07/01/2003		
Proveedores del exterior	Q 59,673.75	
Harrys Spare Parts Inc.		
Banco de Occidente, S. A.		Q 59,673.75
		Q 59,673.75
Registro de una transferencia bancaria del 7/06/03 al Q7.9565 x US\$1 x US\$7,500= Q59,673.75	Q 59,673.75	Q 59,673.75
	Q 59,673.75	Q 59,673.75

4.2 Cuentas por cobrar

Estas cuentas representan derechos exigibles originados por ventas, servicios prestados de energía y potencia, o cualquier otro concepto similar relacionado a la generación de energía y potencia.

Atendiendo a su origen, las cuentas por cobrar se pueden presentar en los siguientes grupos:

A cargo de clientes (comerciales).

A cargo de otros deudores (no comerciales).

Las partidas que originalmente se realizan son las siguientes:

La Compañía emitió una factura por venta de energía y potencia por valor Q35,000 a Refrescos La Nueva, S. A. por la energía y potencia suministrada en el mes de enero de 2003:

	Débito	Crédito
31/01/2003		
Cientes	Q 35,000.00	
Refrescos La Nueva, S. A.		
Ventas		
Energía		Q 18,750.00
Potencia		12,500.00
Impuesto al valor agregado por pagar		3,750.00
		<hr/>
Emisión de factura a nombre de Refrescos, S. A. por valor de Q35,000.	Q 35,000.00	Q 35,000.00
	<hr/> <hr/>	<hr/> <hr/>

4.3 Inventario

Los inventarios son bienes tangibles propiedad de la entidad, que se tienen para la venta o para usarse en la producción y servicios concepto descrito en la NIC 2. Tomando ésta definición las compañías que se dedican a la generación de energía eléctrica con la ayuda de su maquinaria hidroeléctrica y las corrientes del río que la mueven, los inventarios que puede tener son relacionados con repuestos y materiales para el mantenimiento, el primero según las NIC 16 de Propiedad, Planta y Equipo deben ser clasificados como parte de la maquinaria y no como inventarios, observando lo descrito en la NIC 2 los únicos inventarios que deben ser clasificados en este caso son los materiales y suministros, como se ejemplifica a continuación:

El 31 de enero de 2003 ha adquirido materiales y suministros destinados al mantenimiento del equipo por valor de Q25,000 y el cual será cancelado posteriormente.

	Débito	Crédito
31/01/2003		
Materiales y suministros	Q 22,321.00	
Impuesto al valor agregado por cobrar	2,679.00	
Proveedores locales		Q 25,000.00
		<hr/>
Compra de materiales y suministros para matenimiento de equipo.	Q 25,000.00	Q 25,000.00
	<hr/> <hr/>	<hr/> <hr/>

4.4 Depreciaciones:

Según la NIC 16 la base depreciable de cualquier elemento componente de las propiedades, planta y equipo, debe ser distribuida, de forma sistemática, sobre los años que componen su vida útil. El método de depreciación usado debe reflejar el patrón de consumo, por parte de la empresa, de los beneficios económicos que el activo incorpora. El cargo por depreciación de

cada período debe ser reconocido como un gasto, a menos que dicho valor se incluya como componente del valor en libros de otro activo . Tomando en consideración la vida útil de los activos se sugiere que estos sean depreciados sobre la base administrativa según la vida útil establecida y sobre la base fiscal sea aprovechado el beneficio del gasto hasta el 20% creando para ello un Impuesto sobre la Renta diferido por la diferencia en tasas.

Las partidas que pueden ser registradas son las siguientes:

La Compañía adquirió maquinaria y equipo hidroeléctrico el 1 de enero de 2003 y se inició su depreciación durante el mes de febrero de 2003 en la base fiscal según los porcentajes máximos establecidos en la Ley del Impuesto Sobre la Renta que es de 20% y en la base administrativa se debe efectuar el ajuste según la vida útil real de activo que genera un 2.5% de depreciación anual ya que la misma es de 40 años.

Resolución:

Considerando que el valor de activo es de Q105,000,000 y será depreciado en 5 años aprovechando el beneficio fiscal, el valor a depreciar correspondiente al mes de febrero de 2003 es de Q1,750,000 ($Q105,000,000 \times 20\% \times 1/12$) y la partida contable es la siguiente:

Base Fiscal

	Debito	Crédito
28/02/2003		
Depreciaciones gasto	Q 1,750,000.00	
Depreciación acumulada		
Maquinaria y equipo		Q 1,750,000.00
Depreciación de maquinaria y equipo hidroeléctrico del mes de febrero de 2003 $Q105,000,000 \times 20\% \times 1/12 = Q1,750,000$	Q 1,750,000.00	Q 1,750,000.00
	<u>Q 1,750,000.00</u>	<u>Q 1,750,000.00</u>

Debido que la maquinaria hidroeléctrica tiene establecida una vida útil distinta a la Ley del Impuesto sobre la Renta, deben efectuar un ajuste sobre la base administrativa considerando que la misma es de 40 años en lugar de 5 años que presenta la base fiscal, ver determinación de diferencia a continuación:

Cálculo base administrativa de la depreciación

Depreciación fiscal ($Q105,000,000 \times 20\% \times 1/12$)	Q 1,750,000
Menos depreciación base administrativa ($Q105,000,000 \times 2.5\% \times 1/12$)	(218,750)
Valor en exceso de depreciación según vidas utiles	Q 1,531,250

En la base administrativa se sugiere que se efectúe el siguiente registro contable:

	28/02/2003	
Depreciación acumulada	Q 1,531,250.00	
Maquinaria y equipo		
Depreciaciones gasto		Q 1,531,250.00
Reversión de depreciación base fiscal por registro de depreciación según vidas útiles.	Q 1,531,250.00	Q 1,531,250.00

4.5 Propiedad, planta y equipo

Reconocimiento de propiedades, planta y equipo

Según la NIC 16 un elemento de las propiedades, planta y equipo debe ser reconocido como activo cuando:

- (a) Es probable que la empresa obtenga los beneficios económicos futuros derivados del mismo, y
- (b) El costo del activo para la empresa puede ser medido con suficiente fiabilidad.

El costo de los elementos de las propiedades, planta y equipo, comprende su precio de compra, incluidos los aranceles de importación y los impuestos indirectos no recuperables que recaigan sobre la adquisición, así como cualquier costo directamente relacionado con la puesta en servicio del activo para el uso al que está destinado. Se deducirá cualquier eventual descuento o rebaja del precio para llegar al costo del elemento. Ejemplos de costos directamente relacionados son:

- (a) El costo de preparación del emplazamiento físico;
- (b) Los costos de entrega inicial y los de manipulación o transporte posterior;
- (c) Los costos de instalación;
- (d) Los honorarios profesionales, tales como los pagados a arquitectos o ingenieros, y
- (e) Los costos estimados de dismantelar y trasladar el activo, así como los correspondientes a la restauración de su emplazamiento, en la medida que deban ser considerados como un provisión para gastos futuros, según lo establecido en la NIC 37, Provisiones, Activos Contingentes y Pasivos Contingentes.

Las partidas que se sugiere registrar por las siguientes situaciones:

La Compañía el 2 de enero de 2003 compró una turbina con capacidad de generación de 30 MW (megavatios) por valor de Q11,760,000 la cual según el fabricante tiene una vida útil de 40 años.

	Débito	Crédito
02/01/2003		
Obras en Proceso	Q 10,500,000.00	
Impuesto al valor agregado por cobrar Proveedores del exterior	1,260,000	
		<u>Q 11,760,000.00</u>
Compra de una turbina con capacidad de 30 MW.	<u>Q 11,760,000.00</u>	<u>Q 11,760,000.00</u>

Al 30 de enero de 2003 se recibió la factura de Ingenieros Constructores, S. A. por la asesoría y materiales utilizados en la instalación de la turbina comprada.

	Débito	Crédito
30/01/2003		
Obras en Proceso	Q 50,500.00	
Impuesto al valor agregado por cobrar Proveedores locales	6,060	
		<u>Q 56,560.00</u>
Pago por instalación de turbina a Ingenieros Constructores, S. A.	<u>Q 56,560.00</u>	<u>Q 56,560.00</u>

El 15 de febrero de 2003 la administración decidió capitalizar la turbina ya que se encuentra en funcionamiento al 100% de su capacidad instalada:

Integración de obras en proceso - Turbina	
Compras de turbina	Q 10,500,000
Asesoría e instalación	50,500
Total a capitalizar	<u>Q 10,550,500</u>

	Débito	Crédito
15/02/2003		
Maquinaria y equipo	Q 10,550,500.00	
Obras en proceso		Q 10,550,500.00
Capitalización de la turbina el 15-02-03	<u>Q 10,550,500.00</u>	<u>Q 10,550,500.00</u>

Según la NIC 16 los desembolsos posteriores a la adquisición de un elemento, que ha sido reconocido ya dentro de la partida propiedades, planta y equipo, deben ser añadidos al valor en libros del activo cuando sea probable que de los mismos se deriven beneficios económicos futuros, adicionales a los originalmente evaluados, siguiendo pautas normales de rendimiento,

para el activo existente. Cualquier otro gasto posterior debe ser reconocido como un gasto del período en el que sea incurrido. A continuación se presenta un ejemplo de dicha situación:

El 15 de marzo de 2003 se recibió la factura correspondiente a adaptador de la turbina fabricado por Aceros Arquitectónicos, S. A. que permitirá que la turbina genere 5 Megavatios más que su capacidad instalada y según la administración debe ser capitalizada como parte de la turbina porque mejora el rendimiento, la factura es la 1542 por valor de Q323,064.

Resolución:

Se efectuó una evaluación de este componente importante para que la turbina funcione y genere beneficios económicos a la Compañía y se efectuó el registro contable de la siguiente manera:

	Débito	Crédito
15/03/2003		
Maquinaria y equipo	Q 288,450.00	
Impuesto al valor agregado por cobrar	34,614.00	
Obras en proceso		Q 323,064.00
Capitalización de adaptador fabricado por Aceros Arquitectónicos, S. A.	Q 323,064.00	Q 323,064.00

Se recibió el 15 de abril de 2003 la factura número 150 de Asesores en Sistemas, S. A. por la capacitación de 3 personas para el mantenimiento y control de la turbina instalada por valor de Q7,280. Ver registro sugerido:

	Debito	Crédito
15/04/2003		
Costos de ventas	Q 6,500.00	
Capacitación de personal	780.00	
Proveedores de servicios		Q 7,280.00
Registro de factura por capacitación de personal para mantenimiento de turbina.	Q 7,280.00	Q 7,280.00

Se recibió el 30 de abril de 2003 la factura número 450 de Aceros Arquitectónicos, S. A. por las horas invertidas por 1 supervisor y 3 ayudantes en el mantenimiento preventivo efectuado a la planta Hidroeléctrica.

	Debito	Crédito
30/04/2003		
Gastos de mantenimiento	Q 12,500.00	
Impuesto al valor agregado por cobrar	1,500.00	
Proveedores de servicios		Q 14,000.00
Registro de factura de mantenimiento de planta hidroeléctrica por 3,000 horas de funcionamiento.	Q 14,000.00	Q 14,000.00

El Consejo de Administración decidió efectuar una revaluación de sus activos productivos así como de sus vehículos al 31 de mayo de 2003, para ello contrató a Ingenieros Valuadores, S. A. para efectuar dicho trabajo, resultado de la valuación efectuada por ellos surgió un superávit en la maquinaria de Q5,350,000 y en sus vehículos una devaluación de Q350,000 y la administración decidió registrar estas operaciones sobre la base administrativa, los registros sugeridos son los siguientes:

Resolución:

A continuación se presenta el registro de la revaluación de la maquinaria:

	Débito	Crédito
31/05/2003		
Maquinaria y equipo revaluado	Q 5,350,000.00	
Superávit por revaluación de activos fijos		Q 5,350,000.00
Registro de superávit por revaluación de maquinaria y equipo.	Q 5,350,000.00	Q 5,350,000.00

En el caso de la devaluación que sufrieron los vehículos se efectuó una revisión de una revaluación anterior realizada hace tres años en la cual se determinó que existía un revaluación por valor de Q125,000 por tal motivo se registró un valor neto de Q225,000 ver registro sugerido:

Determinación de ajuste por devaluación de vehículos

Devaluación de activos fijos	Q 350,000
Superávit por revaluación de vehículos	(125,000)
Devaluación neta	Q 225,000

En la página siguiente se presenta el registro contable generado por la devaluación de los vehículos:

	Débito	Crédito
31/05/2003		
Gastos por devaluación de activos	Q 225,000.00	
Superávit por revaluación de activos fijos	125,000.00	
Vehículos devaluados		Q 350,000.00
Registro de devaluación de vehículos así como reversión de superávit por revaluación de los mismos registrada hace 3 años.		
	Q 350,000.00	Q 350,000.00
	Q 350,000.00	Q 350,000.00

4.6 Cuentas por pagar

Pasivos corrientes

Tal como indica la NIC 1 párrafo 60 “ Un pasivo debe clasificarse como corriente cuando:

- a) Se espera liquidar en el curso normal de la operación de la empresa, o bien,
- b) Debe liquidarse dentro del período de doce meses desde la fecha del balance”.

Todos los demás pasivos deben clasificarse como no corrientes.

En el párrafo 61 se explica lo siguiente” las reglas para calificar como corrientes a los pasivos son similares a las descritas para los activos. Algunos pasivos corrientes, tales como los acreedores comerciales y los pasivos acumulados por costos de personal y otros costos de operación, forman parte del capital de trabajo utilizado en el ciclo normal de la operación. Tales partidas relacionadas con la operación se clasificarán como corrientes incluso si su vencimiento se va a producir más allá de los doce meses siguientes a la fecha de cierre del balance”.

Tomando las definiciones descritas en la NIC 1, a continuación presentamos ejemplos relacionados con este tema para su tratamiento contable:

Se recibió el 17 de julio de 2003 la factura número 4510 de Ferretería el Canche, S. A. por la adquisición de lijas, tornillos, pintura, etc., por valor de Q14,000, a continuación se presenta un registro sugerido:

	Débito	Crédito
17/07/2003		
Inventarios de materiales y suministros	Q 12,500.00	
Impuesto al valor agregado por cobrar	1,500.00	
Proveedores de servicios		Q 14,000.00
Registro de factura por compra de materiales y suministros.		
	Q 14,000.00	Q 14,000.00
	Q 14,000.00	Q 14,000.00

4.7 Ingresos

Ingreso es la entrada bruta de beneficios económicos, durante el período, surgidos en el curso de las actividades ordinarias de una empresa, siempre que tal entrada dé lugar a un aumento en el patrimonio neto, que no esté relacionado con las aportaciones de los propietarios de ese patrimonio.

Valor razonable es el importe por el cual puede ser intercambiado un activo, o liquidado un pasivo, entre un comprador y un vendedor debidamente informados, en una transacción libre.

Tomando en consideración los puntos antes descritos, se presentan los siguientes ejemplos:

Se vendió a Generadora Energética, S. A. Q50,000 más IVA por el mes de julio de 2003 (Impuesto al Valor Agregado) los cuales se distribuyen en 50% de potencia y 50% de energía:

	Debito	Crédito
31/07/2003		
Cuentas por cobrar Generadora Energética, S. A.	Q 56,000.00	
Ventas de energía		Q 25,000.00
Ventas de potencia		25,000.00
Impuesto al valor agregado por pagar		6,000.00
		<hr/>
Facturación de energía y potencia a Generadora Energética, S. A. del mes de julio de 2003	Q 56,000.00	Q 56,000.00
		<hr/> <hr/>

4.8 Efecto en las tasas de cambio de moneda extranjera

Una transacción en moneda extranjera es toda operación que se establece, o exige su liquidación, en una moneda extranjera, como por ejemplo cuando la empresa:

- a) Compra o vende bienes o servicios cuyo precio se establece en una moneda extranjera;
- b) Presta o toma prestados fondos, si las cuantías correspondientes se establecen a pagar o cobrar en una moneda extranjera;
- c) Se convierte en parte de un contrato no ejecutado, que esté expresado en moneda extranjera, o

- d) Adquiere o desapropia por otra vía activos, o bien incurre en o liquida pasivos, siempre que unos y otros estén establecidos en una moneda extranjera.

Información en estados financieros posteriores

En cada fecha del balance las partidas monetarias en moneda extranjera deben ser valoradas utilizando la tasa al cierre.

Tomando en consideración las aseveraciones descritas anteriormente, se presentan los siguientes ejemplos de tratamiento contable de estas operaciones:

Se adquirió un préstamo por valor de US\$1,500,000 el 5 de agosto de 2003 con una tasa de interés de 8.5%.

	Débito	Crédito
05/08/2003		
Banco de Occidente, S. A.	Q 11,895,000.00	
Préstamos Bancarios		
Banco de Occidente, S. A. US\$		Q 1,500,000.00
Banco de Occidente, S. A. Diferencial		13,395,000.00
Contracción de préstamos bancarios y se registro a un tipo de cambio de Q7.93 x US\$1	<u>Q 11,895,000.00</u>	<u>Q 14,895,000.00</u>

Al 31 de agosto de 2003 los tipos de cambio según el Banco de Guatemala son los siguientes Q7.94 x US\$1 para la venta y Q7.95 x US\$1 para la compra.

	Débito	Crédito
31/08/2003		
Préstamos Bancarios		
Banco de Occidente, S. A. Diferencial	Q 9,075.00	
Ganancia en diferencial cambiario		Q 9,075.00
US\$1,500,000 x 7.94 = Q11,910,000 - saldo del mes anterior Q11,900,925 = Q9,075.	<u>Q 9,075.00</u>	<u>Q 9,075.00</u>

4.9 Deterioro del valor de los activos

Definiciones

En la página siguiente se describen las principales definiciones concernientes al deterioro de los activos:

- Importe recuperable de un activo es el mayor entre su precio de venta neto y su valor de uso.
- Valor de uso de un activo es el valor presente de los flujos futuros estimados de efectivo que se esperan, tanto de su funcionamiento continuado en el tiempo, como de su eventual desapropiación al final de la vida útil.
- Precio de venta neto de un activo es el importe que se puede obtener por la venta del mismo en una transacción libre, realizada entre un comprador y un vendedor adecuadamente informados, una vez deducidos los costos de desapropiación.
- Costos de desapropiación son los costos incrementales directamente atribuibles a la desapropiación de un activo, excluyendo los gastos financieros y los impuestos sobre las ganancias.
- Pérdida por deterioro es la cantidad en que excede el valor en libros de un activo, a su importe recuperable.
- Valor en libros de un activo es el importe por el que tal elemento aparece en el balance de situación general, una vez deducida la amortización o depreciación acumuladas y el deterioro de valor que, eventualmente, le correspondan.
- Depreciación (Amortización) es la distribución del valor depreciable de un activo entre los años de su vida útil estimada.
- Importe depreciable de un activo es su costo histórico, o el importe que lo sustituya en los estados financieros, una vez que se ha deducido su valor residual.
- Vida útil de un activo es:
El periodo de tiempo durante el cual se espera utilizar el activo por parte de la empresa, o bien

El número de unidades de producción o similares que se esperan obtener del mismo por parte de la empresa.

- Unidad generadora de efectivo es el grupo identificable de activos más pequeño, cuyo funcionamiento continuado genera entradas de efectivo a favor de la entidad que son, en buena medida, independientes de los flujos de efectivo derivados de otros activos o grupos de activos.
- Activos comunes de la compañía son los activos, diferentes de la plusvalía comprada, que contribuyen a la obtención de flujos de efectivo futuros en la unidad generadora de efectivo que se está considerando y en las demás unidades existentes en la empresa.
- Mercado activo es un mercado en el que se dan las siguientes condiciones:
 - (a) Las partidas objeto de transacción son homogéneas,
 - (b) Siempre es posible encontrar compradores y vendedores, y
 - (c) Los precios están disponibles para el público.

Medición del importe recuperable

Aquí se define el importe recuperable de un activo como el mayor entre el precio de venta neto y el valor de uso.

NOTA: Los datos utilizados para la ejemplificación de la Norma Internacional de Contabilidad No. 36 fueron tomados de un ejercicio incluido en los Apéndices de esta Norma, usamos datos ficticios así mismo con las fechas, con el objetivo estricto de desarrollar el ejemplo y obtener una secuencia sobre los sucesos que pueden ocurrir en la operación de una Hidroeléctrica.

Cálculo del valor de uso y reconocimiento de una pérdida por deterioro

En este ejemplo se ignoran los efectos impositivos.

Información básica y cálculo del valor de uso

A finales del 20X1, la empresa Hydropower Inc. adquiere la empresa Enérgica, S. A. pagando por ella Q100,000,000 esta cuenta con dos plantas ubicadas en Río Hondo y Puerto Barrios respectivamente. La vida útil esperada de las operaciones absorbidas es de 15 años.

(Cifras expresadas en miles de Quetzales)

<i>Operaciones en</i>	<i>Importe razonable</i>		
	<i>Distribución del precio de compra</i>	<i>de los activos identificables</i>	<i>Plusvalía comprada (*)</i>
Río Hondo	Q 50,000.00	Q 45,000.00	Q 5,000.00
Pto. Barrios	50,000.00	48,000.00	2,000.00
Q	100,000.00	Q 93,000.00	Q 7,000.00

(*) Las operaciones de cada departamento son las unidades generadoras de efectivo más pequeñas entre las cuales se puede distribuir la plusvalía comprada, de forma razonable y coherente (distribución basada en el precio de compra de las operaciones en cada país, como se especifica en el contrato de compra). A continuación se describe el tratamiento contable de la misma:

	Débito	Crédito
31/12/20X1		
Inversión en río hondo	Q 45,000,000.00	
Inversión en puerto barrios	48,000,000.00	
Plusvalía comprada (crédito mercantil)	7,000,000.00	
Banco de Occidente, S. A.		Q 100,000,000.00
Registro de compra de dos plantas hidroeléctricas ubicadas en Río Hondo, Zacapa y Puerto Barrios, Izabal.	<u>Q 100,000,000.00</u>	<u>Q 100,000,000.00</u>

Hydropower Inc. utiliza el método de amortización o depreciación lineal en un período de 15 años, después de la cual no se espera que los activos tengan ningún valor residual.

Cálculo de amortización

Q7,000,000/15 años/ 12 meses Q38,888.89

A continuación se presenta la partidas sugerida para su registro:

	Débito	Crédito
29/02/20X2		
Gastos de administración	Q 38,888.89	
Amortización acumulada de crédito mercantil		Q 38,888.89
Registro de amortización del mes de febrero de 2003 de la plusvalía adquirida	<u>38,888.89</u>	<u>38,888.89</u>

En el año 20X4 es elegido un nuevo gobierno en Guatemala, que aprueba ciertas leyes restringiendo significativamente las exportaciones que realiza Hydropower Inc. a El Salvador. Como resultado de esto, se estima que en un futuro cercano la producción de la Compañía se recortará en un 40%.

Las importantes restricciones a la exportación, y el recorte consiguiente de la producción, obligan a Hydropower Inc. a estimar el importe recuperable de la plusvalía comprada y de los activos netos de las operaciones en Río Hondo. La unidad generadora de efectivo y los activos identificables, de las actividades llevadas a cabo en Río Hondo, están constituidas por la totalidad de las operaciones pertenecientes al mismo, puesto que ninguno de los activos ni grupos de activos más pequeños son capaces de producir entradas de efectivo de forma independiente.

El precio neto de venta de la unidad generadora de efectivo ubicada en Río Hondo no se puede determinar, puesto que no es probable que exista un comprador dispuesto a adquirir la totalidad de los activos que componen dicha unidad.

A fin de determinar el valor de uso de la unidad generadora de efectivo de la planta ubicada en Río Hondo, Hydropower Inc. ha procedido a (esta información se presenta en cuadro I):

- (a) Preparar pronósticos de flujos de efectivo, a partir de los presupuestos y pronósticos financieros más recientes, aprobadas por la Gerencia Financiera de la empresa para los cinco años siguientes (años 20X5 a 20X9);
- (b) Estimar los flujos de efectivo correspondientes a los años posteriores (años 2X10 a 2X15), utilizando tasas de crecimiento decrecientes (aplicable para los años del 2X11 a 2X15). La tasa correspondiente al 2X10 se ha estimado en el 3% creciente
- (c) Esta tasa es menor que la que corresponde al crecimiento medio esperado a largo plazo para el mercado de Guatemala, y
- (d) Seleccionar un tipo de descuento del 12% (este porcentaje es referencia de 12% que se estableció como pago de los bonos emitidos por el gobierno de Guatemala durante el año 2003) es el, que representa la tasa antes de impuestos que refleja adecuadamente las valoraciones que el mercado realiza del valor temporal del dinero y de los riesgos específicos soportados por la unidad generadora de efectivo ubicada en Río Hondo.

Cuadro I. Cálculo del valor de uso para la unidad generadora de efectivo ubicada en Río Hondo (a finales del 20X4)

Años	Tasa de crecimiento a largo plazo(+creciente (-) decreciente)	Flujos de efectivo futuro x servicios	Factor de actualización al 12% de descuento	Flujos de efectivo descontados
2005 (n=1)		Q 6,900,000	0.89286	Q 6,160,734
2006 (n=2)	10%	7,590,000	0.79719	6,050,672
2007 (n=3)	8%	8,190,000	0.71178	5,829,478
2008 (n=4)	-29%	5,800,000	0.63552	3,686,016
2009 (n=5)	5%	6,080,000	0.56743	3,449,974
2010 (n=6)	3%	6,260,000	0.50663	3,171,504
2006 (n=7)	-2%	6,140,000	0.45235	2,777,429
2006 (n=8)	-6%	5,780,000	0.40388	2,334,426
2006 (n=9)	-15%	4,900,000	0.36061	1,766,989
2006 (n=10)	-25%	3,680,000	0.32197	1,184,850
2006 (n=11)	-67%	1,220,000	0.28748	350,726
				<u>Q 30,602,064</u>

1. Cifras basadas en la mejor estimación, por parte de la Gerencia Financiera, de los flujos netos de efectivo (tras el recorte del 40% de la producción).
2. Cifras basadas en extrapolaciones a partir de los años precedentes, utilizando tasas de crecimiento decrecientes.
3. El factor de descuento se calcula como $k = 1 / (1+a)^n$, donde "a" es la tasa de descuento y "n" el período a descontar.

Medición y reconocimiento de la pérdida por deterioro

El importe recuperable de la unidad generadora de efectivo ubicada en Río Hondo es de Q30,602,064 puesto que es el importe mayor entre el precio de venta neto de la unidad (que no se ha podido determinar) y su valor en uso (Q30,602,064).

Hydropower Inc. procede a comparar el importe recuperable y el valor en libros de la unidad generadora de efectivo de Río Hondo (véase calculo a continuación):

Cuadro 1.A.

Finales del 20X4	Plusvalía Comprada	Activos identificables	Total
Costo histórico	Q 5,000,000	Q 45,000,000	Q 50,000,000
Amortización o depreciación acumulada (4 años)	(1,333,333)	(12,000,000)	(13,333,333)
	3,666,667	33,000,000	36,666,667
Pérdida por deterioro	(3,666,667)	(2,397,936)	(6,064,603)
Valor en libros deducir la pérdida por deterioro	Q -	Q 30,602,064	Q 30,602,064

Derivado de la comparación anterior, Hydropower Inc. procede a reconocer, en el estado de resultados, una pérdida por deterioro de Q6,064,603. Antes de proceder a reconocer esta reducción, la Compañía eliminará completamente el valor en libros de la plusvalía comprada que corresponde a la operación ubicada en Río Hondo.

Cálculo de depreciación registrada en años anteriores

Plusvalía comprada (crédito mercantil)	Q	5,000,000
Amortización acumulada (4 años)		1,333,333
Plusvalía neta	Q	<u>3,666,667.00</u>

A continuación se presenta la partida sugerida para el registro contable de la operación antes descrita:

	Débito	Crédito
31/12/20X4		
Gastos de administración	Q 3,666,667.00	
Amortización acumulada de crédito mercantil	Q 1,333,333.00	
Plusvalía comprada (crédito mercantil)		Q 5,000,000.00
Reversión del 100% de la plusvalía comprada.	Q 5,000,000.00	Q 5,000,000.00

La siguiente partida sugerida corresponde al registro de la pérdida en la inversión de Río Hondo:

	Débito	Crédito
31/12/20X4		
Gastos de administración	Q 2,397,936.00	
Inversión Río Hondo		Q 2,397,936.00
Registro de pérdida por deterioro de la inversión en Río Hondo	2,397,936.00	2,397,936.00

Efectos impositivos diferidos

A - Efectos impositivos diferidos del reconocimiento de una pérdida por deterioro

Se utilizan los datos correspondientes a la empresa Hydropower Inc., que se han presentado anteriormente, junto con información adicional que se proporciona en la páginas siguiente:

A finales del 20X4, la base fiscal que corresponde a los activos identificables de la unidad generadora de efectivo ubicada en Río Hondo es de Q9,000,000. Las pérdidas por deterioro no son deducibles fiscalmente. La tasa impositiva es del 31%.

El reconocimiento de una pérdida por deterioro de los activos de la unidad generadora ubicada en Río Hondo reduce la diferencia temporal imponible relacionada con tales activos. De acuerdo con ello es preciso reducir, en la misma proporción, el pasivo por impuestos diferidos. Ver cálculo a continuación:

Finales de 20X4

	Importes de los activos identificables antes de la pérdida		Pérdida por deterioro		Importe de los activos identificables después de la pérdida por deterioro	
Valor en libros						
Base administrativa	Q	33,000,000	Q	(2,397,936)	Q	30,602,064
Base fiscal		9,000,000		-		9,000,000
Diferencias temporarias imponibles		24,000,000		(2,397,936)		21,602,064
Pasivo por impuestos diferidos 31%	Q	7,440,000	Q	(743,360)	Q	6,696,640

De acuerdo con la NIC 12, Impuesto sobre las Ganancias, no se registró inicialmente ninguna partida de impuestos diferidos relacionada con la plusvalía comprada. Por tanto, la pérdida por deterioro relativa a la plusvalía comprada no lleva consigo ningún ajuste de las partidas de impuestos diferidos. A continuación se presenta el tratamiento contable sugerido:

	31/12/20X4	
	Débito	Crédito
Impuesto diferido pasivo	Q 6,696,640.00	
Impuesto sobre la renta gasto		Q 6,696,640.00
Registro de la reversión de la disminución de efecto de ISR diferido en activos con deterioro	6,696,640.00	6,696,640.00

B - Reconocimiento de un activo por impuestos diferidos creado por el reconocimiento de una pérdida por deterioro

Una determinada empresa tiene un activo cuyo valor en libros es de Q10,000,000. Su pérdida por deterioro es de Q350,000. La tasa impositiva asciende al 31%, mientras que la base fiscal del activo es de Q8,000,000. Las pérdidas por deterioro no son fiscalmente deducibles. El efecto impositivo de la pérdida por deterioro se calcula y se presenta en la página siguiente:

	Antes de la pérdida por deterioro	Efecto de la pérdida por deterioro	Después de la pérdida por deterioro
Base administrativa	Q 10,000,000	Q (350,000)	Q 9,650,000
Base fiscal	8,000,000		8,000,000
Diferencias temporarias imponibles (deducibles)	2,000,000	(350,000)	1,650,000
Pasivo (activo) por impuestos diferidos, evaluado al 31%	620,000	(108,500)	511,500

De acuerdo con lo establecido en la NIC 12, Impuesto sobre las Ganancias, la empresa procederá a reconocer activos por impuestos diferidos en la medida que sea probable que vaya a disponer de ganancias fiscales contra las que pueda ser utilizada la diferencia temporaria.

Reversión de una pérdida por deterioro

Se utilizan los datos correspondientes a la empresa Hydropower Inc., que se han presentado anteriormente, junto con información adicional que se proporciona a continuación. En este ejemplo no se tienen en cuenta los efectos impositivos.

En el año 20X6, el gobierno descrito en el ejemplo anterior está todavía en funciones en Guatemala, pero la situación económica está mejorando. Los efectos de las leyes que limitaban las exportaciones de Hydropower Inc., se han manifestado menos dramáticas que lo inicialmente esperado por la Gerencia Financiera. Como consecuencia, la Gerencia Financiera estima que puede aumentar la producción un 30%. Este cambio favorable exige a la Compañía reestimar el importe recuperable de sus activos en las operaciones de la unidad generadora ubicada en Río Hondo. La unidad generadora de activos para los activos netos ubicada en Río Hondo siguen siendo la totalidad de las operaciones de esa ubicación.

Cálculos similares a los del ejemplo presentando un deterioro del activo, demuestran que el importe recuperable que corresponde a la unidad generadora de efectivo ubicada en Río Hondo, ahora, de Q32,132,1667. La Compañía procederá a comparar el nuevo importe recuperable de la unidad generadora de efectivo de la unidad ubicada en Río Hondo con su valor en libros, ver resultados a continuación:

Cuadro No.2

Finales del 20X6	Plusvalía Comprada		Activos identificables		Total
Costo histórico	Q	5,000,000	Q	45,000,000	Q 50,000,000
Amortización o depreciación acumulada (4 años)		(1,333,333)		(12,000,000)	(13,333,333)
Pérdida por deterioro		(3,666,667)		(2,397,936)	(6,064,603)
		-		30,602,064	30,602,064
Amortización o depreciación acumulada (2 años)		-		(5,564,012)	(5,564,012)
Valor en libros	Q	-	Q	25,038,052	Q 25,038,052
Importe recuperable					Q 32,132,167
Exceso del valor recuperable en los libros					Q (7,094,115)

Después del reconocimiento de la pérdida por deterioro, a finales del 20X4, la gerencia financiera de la Compañía revisó los cargos por depreciación de los activos identificables de unidad generadora ubicada en Río Hondo, a partir de los valores registrados en la base administrativa revisados y de la vida útil restante de los citados activos (la cuota pasó de Q3,000,000 por año a Q2,782,006 por año).

Desde la última pérdida por deterioro reconocida, se ha producido un cambio favorable en las estimaciones utilizadas para determinar el importe recuperable de los activos netos de la unidad generadora ubicada en Río Hondo. Por tanto, y de acuerdo con el párrafo 99 de la NIC 36, la Compañía procederá a reconocer la reversión de la pérdida por deterioro contabilizada en el 20X4.

De acuerdo con los párrafos 107 y 108 de la NIC 36, procederá a incrementar el valor en libros de los activos identificables de la unidad generadora ubicada en Río Hondo por importe de Q1,961,948 (ver el Cuadro 4), es decir, hasta alcanzar el menor valor entre el importe recuperable (Q32,132,167) y el costo histórico, neto de depreciaciones o amortizaciones, (Q27,000,000) de los activos identificables (véase el Cuadro 3). Este incremento se reconoce como ingreso en el estado de resultados de forma inmediata.

Cuadro No.3	
Finales del 20X6	Activos identificables
Costo histórico	Q 45,000,000
Depreciación acumulada (Q3 millones x 6 años)	<u>(18,000,000)</u>
Costo histórico neto de depreciación	27,000,000
Valor en libros (según el cuadro 1)	<u>25,038,052</u>
Diferencia	Q 1,961,948

Cuadro No.4			
Finales de 20X6	Plusvalía comprada	Activos identificables	Total
Valor en libros bruto	Q 5,000,000	Q 45,000,000	Q 50,000,000
Amortización o depreciación acumulada (4 años)	(1,333,333)	(17,564,012)	(18,897,345)
Pérdida por deterioro	<u>(3,666,667)</u>	<u>(2,397,936)</u>	<u>(6,064,603)</u>
Valor en libros	-	25,038,052	25,038,052
Reversión por deterioro	-	1,961,948	1,961,948
Valor en libros después de reversión de pérdida por deterioro	Q -	Q 27,000,000	Q 27,000,000

De acuerdo con el párrafo 109 de la NIC 36, la pérdida por deterioro que se reconoció en la plusvalía comprada no se revierte, puesto que el suceso externo que llevó a su reconocimiento no se ha revertido tampoco. En efecto, la legislación que restringía de forma significativa las exportaciones de la Compañía todavía está en vigencia, lo que sucede es que sus efectos no son tan rigurosos como se esperaba. A continuación se presenta el tratamiento contable sugerido:

	Débito	Crédito
31/12/20X6		
Inversiones en Río Hondo	Q 1,961,948.00	
Otros ingresos		<u>Q 1,961,948.00</u>
Reversión de deterioro registrado en el año 20X4.	<u>Q 1,961,948.00</u>	<u>Q 1,961,948.00</u>

4.10 Cargos diferidos

Las Normas Internacionales de Contabilidad no contemplan la figura de diferimiento de gastos, bajo la premisa que los gastos deben ser reconocidos en el estado financiero en el momento que se conocen, ejemplo de ello se presenta en la página siguiente:

La Compañía efectuó un mantenimiento preventivo a la planta de tratamiento de agua el cual se realiza cada dos años y los registro como parte de sus otros activos, a efectuar el análisis de aplicación de Normas Internacionales de Contabilidad determinaron que las mismas no contemplan diferimiento de gastos y que deben ser reconocidos en el gasto del período en que se efectuó.

	Débito	Crédito
31/12/20X4		
Gastos por mantenimiento	Q 12,500.00	
Cargos diferidos		Q 12,500.00
	<hr/>	
Reversión de cargos diferidos los cuales son gastos del periodo.	Q 12,500.00	Q 12,500.00
	<hr/> <hr/>	

4.11 Presentación de estados financieros

Los estados financieros deben presentar fielmente la situación y desempeño financieros de la empresa, así como sus flujos de efectivo. La aplicación correcta de las Normas Internacionales de Contabilidad, acompañada de informaciones adicionales cuando sea preciso, dará lugar, en la práctica total de los casos, a estados financieros que proporcionen esa presentación razonable.

4.11.1 Balance General

Es un cuadro contable que contiene una lista de las cuentas utilizadas en el libro mayor y nos muestra la situación financiera de los Activos, Pasivos y Patrimonio. En la página siguiente siguiente se presenta un ejemplo según Normas Internacionales de Contabilidad:

HIDROELECTRICA, S. A.
BALANCE GENERAL
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2004
(EXPRESADO QUETZALES)

	2003	2002
Activo		
No corrientes		
Propiedad, planta y equipo, neto de depreciación acumulada	Q 120,204,455	Q 120,927,158
Inversiones	<u>377,912</u>	<u>2,662,248</u>
Total de activos no corrientes	120,582,367	123,589,406
Corrientes		
Efectivo	2,609,612	168,758
Equivalentes de efectivo	<u>124,098</u>	<u>2,279,687</u>
	<u>2,733,710</u>	<u>2,448,445</u>
Cuentas y documentos por cobrar		
Clientes	2,758,599	2,837,339
Compañías afiliadas y relacionadas	<u>377,478</u>	<u>1,147,170</u>
	<u>3,136,077</u>	<u>3,984,509</u>
Total de activos corrientes	<u>5,869,787</u>	<u>6,432,954</u>
Total del activo	<u>Q 126,452,154</u>	<u>Q 130,022,360</u>
Pasivo y patrimonio de los accionistas		
Patrimonio de los accionistas		
Capital	45,338,880	45,338,880
Utilidades retenidas	<u>5,936,323</u>	<u>6,376,135</u>
	<u>51,275,203</u>	<u>51,715,015</u>
Pasivo no corriente		
Préstamos bancarios	<u>Q 75,176,951</u>	<u>Q 78,307,345</u>
	<u>Q 126,452,154</u>	<u>Q 130,022,360</u>

Estado de resultados:

Forma parte de los estados financieros básicos de una empresa, el cual presenta en forma ordenada los ingresos, costos y gastos de la empresa referidos a un periodo determinado. El Estado de Resultados sirve para dar a conocer el importe de ganancias o pérdidas de un negocio. En la página siguiente se presenta un ejemplo del mismo:

HIDROELECTRICA, S. A.
ESTADO DE RESULTADOS
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2003 Y 2002
(EXPRESADO EN QUETZALES)

	2003	2002
Ventas		
Energía Eléctrica	Q 18,126,300	Q 21,411,862
Mercado spot/desvio de potencia	3,134,071	2,142,712
Potencia de respaldo	<u>717,108</u>	<u>1,066,570</u>
Total de ingresos	21,977,479	24,621,144
Costo de ventas	<u>8,042,768</u>	<u>6,948,641</u>
Margen bruto	13,934,711	17,672,503
Otros ingresos de operación	(207,103)	
Gastos operativos	1,315,186	875,892
Gastos de administración	1,912,493	1,163,022
Otros (ingresos) y gastos - neto	(613,877)	484,099
Pérdida por diferencial cambiario	<u>-</u>	<u>374,884</u>
Resultado de la operación	11,528,012	14,774,606
Gastos financieros	<u>4,855,158</u>	<u>6,768,404</u>
Ganancia antes de impuestos	6,672,854	8,006,202
Impuesto a las ganancias	<u>1,579,073</u>	<u>2,216,982</u>
Ganancia neta del periodo	<u>Q 5,093,781</u>	<u>Q 5,789,220</u>

4.11.2 Estado de cambios en el patrimonio de los accionistas

Este estado financiero presenta los incrementos o disminuciones que sufrieron las cuentas que integran el patrimonio de la Compañía durante el período contable. A continuación siguiente se presenta un ejemplo de este estado financiero:

HIDROELECTRICA, S. A.
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2003 Y 2002
(EXPRESADO EN QUETZALES)

	Capital social	Utilidades retenidas	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2001	Q 45,338,880	Q 586,915	Q 45,925,795
Ganancia del año	<u>-</u>	<u>5,789,220</u>	<u>5,789,220</u>
Saldo al 31 de diciembre de 2002	45,338,880	6,376,135	51,715,015
Pago de dividendos		(5,533,593)	(5,533,593)
Ganancia del año	<u>-</u>	<u>5,093,781</u>	<u>5,093,781</u>
Saldo al 31 de diciembre de 2003	<u>Q 45,338,880</u>	<u>Q 5,936,323</u>	<u>Q 51,275,203</u>

4.11.3 Estado de flujos de efectivo

Es un estado financiero básico que consiste en presentar la información pertinente sobre los cobros y pagos de efectivo de una empresa durante un periodo. A continuación se presenta un ejemplo de este estado financiero:

	2003	2002
Flujos de efectivo de las actividades de operación:		
Ganancia de operación ante de intereses	Q 11,528,014	Q 14,774,607
Ajuste por:		
Depreciaciones	4,342,078	3,577,015
Ganancia en venta de inversiones	<u>(435,000)</u>	<u>(75,000)</u>
Ganancia ordinaria antes de cambios en el capital de trabajo	15,435,092	18,276,622
Aumento en clientes	(1,500,333)	(2,212,632)
Disminución (aumento) en compañías afiliadas y relacionadas	<u>769,692</u>	<u>(39,931)</u>
Efectivo generado por las actividad de operación	14,704,451	16,024,059
Intereses pagados	<u>(4,855,160)</u>	<u>(5,533,593)</u>
Efectivo neto provisto por las actividades de operación	<u>9,849,291</u>	<u>10,490,466</u>
Flujo de efectivo de las actividades de inversión:		
Desinversiones	2,719,336	632,032
Adquisición de propiedad y equipo	<u>(3,619,375)</u>	<u>(1,553,443)</u>
Efectivo neto usado por las actividades de inversión	<u>(900,039)</u>	<u>(921,411)</u>
Flujo de efectivo de las actividades de financiamiento:		
Contratación de préstamos bancarios	-	1,500,000
Amortización de préstamos bancarios	(3,130,394)	(8,775,110)
Dividendos pagados	<u>(5,533,593)</u>	<u>-</u>
Efectivo neto usado por las actividades de financiamiento	<u>(8,663,987)</u>	<u>(7,275,110)</u>
Disminución neta en el efectivo durante el año	285,265	2,293,945
Efectivo al inicio del año	<u>2,448,445</u>	<u>154,500</u>
Efectivo al final del año	<u>Q 2,733,710</u>	<u>Q 2,448,445</u>

En resumen de este capítulo, se pudo determinar el desconocimiento de los colaboradores del departamento contable y financiero de las compañías hidroeléctricas en Guatemala que necesitan una adecuada capacitación sobre la aplicación de las Normas Internacionales de Contabilidad, para poder presentar información más comprensibles para los inversionistas o propietarios de las mismas que tengan operaciones del mismo tipo en otras partes del mundo y puedan comparar uniformemente todas las operaciones y rentabilidad de las mismas.

CAPÍTULO V

5. CASO PRÁCTICO – ANÁLISIS Y CONCLUSIONES SOBRE LOS REGISTROS CONTABLES DE UNA HIDROELÉCTRICA APLICANDO NORMAS INTERNACIONALES DE CONTABILIDAD

La empresa Hidroeléctrica generadora de energía eléctrica y potencia para ser vendido al INDE y los excedentes en el Mercado Mayorista, aplicará como base de registro y presentación de su información financiera las Normas Internacionales de Contabilidad:

1. La empresa fue constituida como una Sociedad Anónima de acuerdo con las Leyes de la República de Guatemala bajo la razón social Hidroeléctrica, S. A.
2. Su principal objetivo de acuerdo a su patente de Comercio, es la venta de energía eléctrica y potencia.
3. Como principales políticas contables, tenemos las siguientes:
 - a. Realizar ventas al crédito.
 - b. Valuar sus inventarios al costo histórico a través del método de Primeras Entradas Primeras Salidas (PEPS).
 - c. Las cuentas por cobrar se encuentran integradas por clientes locales y extranjeros, teniendo como plazo promedio de cobro 20 días.
 - d. Los activos fijos se encuentran valuados al costo de adquisición y se depreciación por el método de línea recta comenzando al mes siguiente de su adquisición, para ello se toma como base los porcentajes establecidos en la Ley del Impuesto Sobre la Renta.
 - e. Los gastos de organización e instalación se encuentran integrados por aquellos gastos pre-operativos realizados al iniciar la hidroeléctrica y son amortizados en un periodo de 5 años.

- f. Las cuentas por pagar a proveedores del exterior se encuentran registradas a la tasa de referencia de la fecha de la transacción gozando la hidroeléctrica de un crédito promedio de 30 días.
- g. Los préstamos en moneda extranjera se encuentran registrados a la tasa de cambio de la fecha de contratación del mismo con amortizaciones anuales y pago de intereses mensual.
- h. Las pérdidas y ganancias por diferencial cambiario son registradas por la diferencia generada en la compra de moneda extranjera.

¿Que se necesita para adoptar las Normas Internacionales de Contabilidad en la hidroeléctrica?

1. Obtener por parte de los accionistas, la aprobación del cambio de Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en Guatemala a Normas Internacionales de Contabilidad, adoptando estas últimas como base de registro y presentación de la información financiera.
2. Al realizar un análisis de los objetivos y operaciones de la empresa se definieron las Normas Internacionales de Contabilidad e interpretaciones aplicables, las cuales se presentan a continuación:
 - NIC 1 Presentación de Estados Financieros.
 - NIC 2 Inventarios.
 - NIC 7 Flujos de Efectivo
 - NIC 8 Ganancia o Pérdida Neta del Período, Errores Fundamentales y Cambios en las Políticas Contables Fundamentales y Cambios en las Políticas Contables.
 - NIC 12 Impuesto Sobre las Ganancias.
 - NIC 16 Propiedad, Planta y Equipo
 - NIC 18 Ingresos
 - NIC 21 Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambios en la Moneda Extranjera.
 - NIC 36 Deterioro del Valor de los Activos
 - NIC 37 Provisiones, Activos Contingentes y Pasivos Contingentes.
 - SIC 1 Uniformidad – Diferentes Formulas de Cálculo del Costo de los Inventarios.
 - SIC 14 Propiedad, Planta y Equipo – Indemnizaciones por Deterioro del Valor de las Partidas.

3. Derivado del análisis financiero realizado se determinó, que las siguientes cuentas y sus respectivas transacciones, serán sujetas de reclasificación y ajuste por la adopción de las Normas Internacionales de Contabilidad.
- a. La depreciación gasto de maquinaria anual de Q21,000,000 originadas por el calculo del 20% sobre el valor del activo fijo, deben ser recalculados sobre la base de vida útil de 35 años aplicando la Norma Internacional de Contabilidad No. 16 Propiedad, Planta y Equipo.
 - b. Derivado del recalcu de depreciación del inciso "a" debe determinarse un Impuesto sobre la Renta Diferido Pasivo aplicando la Norma Internacional de Contabilidad No. 12 Impuesto Sobre las Ganancias.
 - c. La Hidroeléctrica vendió una turbina en el mes de enero de 2003; considerando que existen diferencias en las vidas útiles de los activos registrados según los estados financieros fiscales, debemos determinar la ganancia en venta de activos y determinar la reversión del Impuesto Sobre la Renta Diferido, tomando en cuenta las vidas útiles aplicando lo dispuesto en las Normas Internacionales de Contabilidad No. 16 Propiedad, Planta y Equipo y la No.12 Impuesto a las Ganancias.
 - d. La revaluación realizada por valuator autorizado en el mes de diciembre de 2003, en el cual determina a un valor revaluado de maquinaria de Q100,000,000 y terrenos por Q14,000,000, creando un Superávit por Revaluación de Q25,000,000 la administración de la Hidroeléctrica decidió registrar la operación solamente a nivel administrativo, cumpliendo con el párrafo 33 de la Norma Internacional de Contabilidad No. 16 Propiedad, Planta y Equipo.
 - e. Considerando que existe una diferencia entre el costo original y el valor revaluado generado según la operación descrita en el inciso "d", debemos contabilizar la variación en la depreciación y en el Impuesto Sobre la Renta Diferido aplicando la Norma Internacional de Contabilidad No. 16 Propiedad, Planta y Equipo y la No. 12 Impuesto Sobre las Ganancias.
 - f. La administración de la hidroeléctrica efectuó gastos de abogados y otros gastos relacionados con constitución de la empresa, por valor de Q150,000 el cual se ha estado amortizando por un período de 5 años según el artículo 38 inciso "y", el cual debe ser reversado aplicando la Norma Internacional de Contabilidad No. 1 Presentación de los

Estados Financieros y genera una diferencia temporal que debe ser tratada con la Norma Internacional de Contabilidad No. 12 Impuesto sobre las Ganancias.

- g. La administración de la Hidroeléctrica tiene registrados los préstamos por valor de Q120,750,000 equivalentes a US\$15,000,000 a un tipo de cambio de Q8.05 x US\$1 aplicando la Norma Internacional de Contabilidad No. 21 Efecto de las Variaciones en las Tasas de Cambio de la Moneda Extranjera párrafo 15, deben ser remedidos y registrados a la tasa de cierre de los estados financieros al 31 de diciembre de 2003.
- h. Derivado que se crea una diferencia en los resultados del año terminado el 31 de diciembre de 2003, debemos registrar según la Norma Internacional de Contabilidad No. 12 Impuesto Sobre las Ganancias la diferencia temporal de Q334,180.
- i. La Hidroeléctrica no considera como gasto las pérdidas por deterioro, la aplicación de la Norma Internacional de Contabilidad No.36 Deterioro de Activos determina que las pérdidas deben ser reconocidas en el estado financiero y la administración de la hidroeléctrica considera que existe un deterioro en sus activos y procede a contabilizarlo.
- j. Derivado que a nivel administrativo se reconoce la pérdida por deterioro y la misma debe ser compensada a través del tiempo según el cálculo de la depreciación gasto, debe registrarse la diferencia temporaria de Impuesto sobre la Renta por Q7,900,905.83

Tomando en cuenta los asuntos mencionados en los incisos “a” a la “j” precedentes, se llega a la conclusión que debe efectuar todas las partidas necesarias para conformar Normas Internacionales de Contabilidad a continuación se presentan las partidas correspondientes por cada uno de los incisos descritos anteriormente:

Resolución inciso “a”:

31/12/2003	Débito	Crédito
Depreciación acumulada	Q 18,000,000.00	
Costo de ventas - depreciación de activos		18,000,000.00
Reversión de depreciación para ajustarla según vidas útiles establecidas la NIC 16	Q 18,000,000.00	Q 18,000,000.00

Resolución inciso "b":

	Débito	Crédito
31/12/2003		
Impuesto sobre la renta gasto	Q 5,580,000.00	
Impuesto sobre la renta diferido pasivo		Q 5,580,000.00
Registro del ISR diferido del año por diferencias en depreciación de maquinaria,	Q 5,580,000.00	Q 5,580,000.00

Resolución inciso "c":

	Débito	Crédito
31/01/2003		
Impuesto sobre la renta diferido pasivo	Q 1,003,337.14	
Impuesto sobre la renta gasto		Q 1,003,337.14
Reversión de provisión de ISR diferido por la venta de la turbina	Q 1,003,337.14	Q 1,003,337.14

Resolución inciso "d":

	Débito	Crédito
31/12/2003		
Activos fijos revaluados	Q 25,000,000	
Superávit por revaluación		Q 25,000,000
Registro en partida de revaluación de activos fijos	Q 25,000,000	Q 25,000,000

Resolución inciso "e":

	Débito	Crédito
31/12/2003		
Costo de ventas - depreciación	Q 166,666.67	
Depreciación acumulada		Q 166,666.67
Ajuste por registro de revaluación de activos fijos	Q 166,666.67	Q 166,666.67

	Débito	Crédito
31/12/2003		
ISR diferido pasivo	Q 51,666.67	
ISR gasto		Q 51,666.67
Ajuste por registro de revaluación de activos fijos	Q 51,666.67	Q 51,666.67

Resolución inciso "f"

	Débito	Crédito
31/12/2003		
Utilidades retenidas	Q 133,928.57	
Cargos diferidos		Q 133,928.57
Registro por adopción de NICS	Q 133,928.57	Q 133,928.57

	Débito	Crédito
31/12/2003		
Amortización acumulada	Q 13,392.86	
Gastos de administración		Q 13,392.86
Reversión del gasto del año por cargos diferidos	<u>Q 13,392.86</u>	<u>Q 13,392.86</u>

Resolución inciso "g":

	Debito	Crédito
31/12/2003		
Préstamos cambiarios - Banco de Occidente, S. A.	Q 1,078,000.00	
Otros ingresos de operación - diferencial cambiario		Q 1,078,000.00
Registro de remediación de préstamo al 31-12-03	<u>Q 1,078,000.00</u>	<u>Q 1,078,000.00</u>

Resolución inciso "h":

	Debito	Crédito
31/12/2003		
Impuesto sobre la renta gasto	Q 334,180.00	
Impuesto sobre la renta diferido pasivo		Q 334,180.00
Registro de ISR diferido por diferencia temporal por remediación de préstamo bancario	<u>Q 334,180.00</u>	<u>Q 334,180.00</u>

Resolución inciso "i"

	Débito	Crédito
31/12/2003		
Pérdida por deterioro en activos fijos	Q 486,793.00	
Superavit por revaluación	25,000,000.00	
Maquinaria y equipo Planta No.2		Q 25,486,793.00
Registro de la pérdida por deterioro registrada por la hidroeléctrica	<u>Q 25,486,793.00</u>	<u>Q 25,486,793.00</u>

Resolución Inciso "j":

	Débito	Crédito
31/12/2003		
Impuesto sobre la renta diferido activo	Q 150,905.83	
Impuesto sobre la renta gasto		Q 150,905.83
Registro de ISR diferido por deterioro de los activos Q486,793 x 31%	<u>Q 150,905.83</u>	<u>Q 150,905.83</u>

Hidroeléctrica, S. A.
Hoja de trabajo para la aplicación de Normas Internacionales de Contabilidad de Balance General
Al 31 de diciembre de 2003
(Expresados en Quetzales)

	Saldos según PCGA	Ajustes por conversión	Saldos Convertidos a NICs
Activo			
No corrientes			
Propiedad, planta y equipo, neto de depreciación acumulada (a)	Q 84,000,000.00	Q 17,346,540.33	Q 101,346,540.33
Cargos diferidos	120,535.71	(120,535.71)	-
Impuesto sobre la renta diferido	-	150,905.83	150,905.83
Total de activos no corrientes	<u>84,120,535.71</u>	<u>17,376,910.45</u>	<u>101,497,446.16</u>
Corrientes			
Efectivo	2,609,612.00		2,609,612.00
Equivalentes de efectivo	<u>124,098.00</u>		<u>124,098.00</u>
	<u>2,733,710.00</u>	<u>-</u>	<u>2,733,710.00</u>
Cuentas y documentos por cobrar			
Clientes	84,793,479.29		84,793,479.29
Compañías afiliadas y relacionadas	<u>377,478.00</u>		<u>377,478.00</u>
	<u>85,170,957.29</u>	<u>-</u>	<u>85,170,957.29</u>
Total de activos corrientes	<u>87,904,667.29</u>	<u>-</u>	<u>87,904,667.29</u>
Total del activo	<u>Q 172,025,203.00</u>	<u>Q 17,376,910.45</u>	<u>Q 189,402,113.45</u>
Pasivo y patrimonio de los accionistas			
Patrimonio de los accionistas			
Capital	Q 45,338,880.00		Q 45,338,880.00
Superávit por revaluación		-	-
Utilidades retenidas (b)	<u>5,936,323.00</u>	<u>(13,492,400.92)</u>	<u>19,428,723.92</u>
	<u>51,275,203.00</u>	<u>(13,492,400.92)</u>	<u>64,767,603.92</u>
Pasivo no corriente			
Préstamos bancarios (c)	120,750,000.00	1,078,000.00	119,672,000.00
Impuesto sobre la renta diferido (d)	-	(4,962,509.53)	4,962,509.53
	<u>120,750,000.00</u>	<u>(3,884,509.53)</u>	<u>124,634,509.53</u>
	<u>Q 172,025,203.00</u>	<u>Q (17,376,910.45)</u>	<u>Q 189,402,113.45</u>

En la siguiente página se presentan las explicaciones de las principales diferencias en el Balance General entre Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en Guatemala y la conversión de Estados Financieros según Normas Internacionales de Contabilidad:

- a. El incremento los activos se concentra en la Propiedad, Planta y Equipo provocado por la aplicación de la Norma Internacional de Contabilidad No. 16 derivado que se efectúa una reversión de la depreciación fiscal por valor de Q18,000,000 porque existe una diferencia en la vida útil estimada según la Ley del Impuesto Sobre la Renta y la aplicación de Normas Internacionales de Contabilidad (Fiscal 5 años y según NICs 35).
- b. El incremento de Q13,492,400.92 en las utilidades retenidas corresponde a un efecto neto de dos transacciones importantes las cuales describo a continuación: la reversión del gasto por depreciación de Q18,000,000 y el registro del Impuesto sobre la renta gasto por dicha operación de Q5,580,000, estas dos operaciones son registradas conforme lo estipulado en las Normas Internacionales de Contabilidad Nos. 12 Impuesto sobre las Ganancias y 16 Propiedad, Planta y Equipo.
- c. La disminución en el saldo del préstamo bancario de Q1,078,000 corresponde a la remediación al tipo de cambio al 31 de diciembre de 2003 de Q7.65 x US\$1 del préstamo de US\$15,000,000; el cual se encontraba registrado a una tasa de Q8.05 x US\$1; derivado que la ley del Impuesto sobre la renta acepta solamente las generadas por la compra de divisas, en cambio la Norma Internacional de Contabilidad No. 21 en su párrafo 15 obliga que los saldos en moneda extranjera sean remediados al tipo de cambio de cierre.
- d. El saldo de Impuesto Sobre la Renta Diferido Pasivo de Q4,962,509.93 es generado principalmente por el cálculo efectuado sobre la base de Q18,000,000 de la reversión del gasto por depreciación, generando un Impuesto de Q5,580,000.

Hidroeléctrica, S. A.

Hoja de trabajo del Estado de Resultados para la aplicación de Normas Internacionales de Contabilidad

**Por el año terminado el 31 de diciembre de 2003
(Expresados en Quetzales)**

	Saldos según PCGA	Partidas de conversión	Saldos convertidos a NICs
Ventas			
Energía Eléctrica	Q 18,126,300.00		Q 18,126,300.00
Mercado spot/desvió de potencia	18,212,920.00		18,212,920.00
Potencia de respaldo	<u>717,108.00</u>		<u>717,108.00</u>
	37,056,328.00		37,056,328.00
Costo de ventas	<u>20,358,612.00</u>	Q (17,833,333.33)	<u>2,525,278.67</u>
Margen bruto	16,697,716.00	(17,833,333.33)	34,531,049.33
Otros ingresos de operación	(207,103.00)	(1,078,000.00)	(1,285,103.00)
Gastos operativos	3,815,186.00		3,815,186.00
Gastos de administración	1,298,614.00	(13,392.86)	1,285,221.14
Otros gastos de operación	<u>613,877.00</u>	<u>486,793.00</u>	<u>1,100,670.00</u>
Resultado de operación	11,177,142.00	(18,437,933.19)	29,615,075.19
Gastos financieros	<u>10,263,750.00</u>	<u>-</u>	<u>10,263,750.00</u>
Ganancia antes de impuestos	913,392.00	(18,437,933.19)	19,351,325.19
Impuesto a las ganancias	<u>283,151.00</u>	<u>4,811,603.70</u>	<u>5,094,754.70</u>
Ganancia Neta del periodo (e)	<u>Q 630,241.00</u>	<u>Q (13,626,329.49)</u>	<u>Q 14,256,570.49</u>

A continuación se presentan las explicaciones de las principales diferencias en el Estado de Resultados entre Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en Guatemala y la conversión de Estados Financieros según Normas Internacionales de Contabilidad:

- e. La diferencia principal se puede observar en la disminución del costo de ventas provocado por la reversión de la depreciación gasto por la diferencia en las vidas útiles, así como el registro del diferencial cambiario por valor de Q1,078,000 que generan una ganancia en los resultados según Normas Internacionales de Contabilidad mayor al de los principios de Contabilidad Generalmente aceptados de Q18,472,992.36 tal como se muestra en el estado de resultados en la línea de “Ganancia Neta del periodo”.

Conclusión:

Si la aplicación de Normas Internacionales de Contabilidad fuesen de observancia obligatoria el mayor beneficiado sería el estado ya que la recaudación sería mayor, tal como se muestra en el estado de resultados, debido que las ganancias antes de impuesto de conformidad con Normas Internacionales de Contabilidad presentan un valor de Q19,351,325.19 contra una ganancia fiscal de Q913,392 y generan impuestos sobre las ganancias por valor de Q5,094,754.70 y Q283,151.00 respectivamente por tal motivo el estado esta dejando de percibir en este ejemplo Q4,811,603.70 y la Hidroeléctrica aprovecha este beneficio porque existe una disponibilidad mayor de efectivo para su operación.

CONCLUSIÓN

En base al estudio realizado sobre el tratamiento contable de las operaciones de una empresa hidroeléctrica adoptando Normas Internacionales de Contabilidad concluyo lo siguiente:

1. La globalización ha traído consigo un cambio en la economía mundial, la adopción de Normas Internacionales de Contabilidad - NIC's tiene como objetivo una evolución contable – financiera y el conocimiento de procedimientos para afrontar el reto de la modernización.
2. La Superintendencia de Administración Tributaria – SAT obtendría mayores fondos si las Normas Internacionales de Contabilidad – NICs se aplicaran para determinación de los Impuestos tal como se muestra en la página 101 donde el Estado dejo de percibir Q4,811,603.70 en concepto de Impuesto Sobre la Renta, los cuales podrían ser invertidos en obras de infraestructura para nuestro país.
3. El desconocimiento de las personas sobre la aplicación de Normas Internacionales de Contabilidad - NICs, trae consigo un riesgo inherente en la presentación de información financiera a los inversionistas o propietarios, que les impide efectuar una comparación de las cifras con otras compañías dedicada a la generación de energía eléctrica.
4. El objetivo de la aplicación de Normas Internacionales de Contabilidad en las empresas hidroeléctricas ubicas en Guatemala es presentar la situación financiera bajo un marco conceptual internacional que puedan ser analizados por inversionistas, prestamistas, proveedores, etc.

RECOMENDACIÓN

1. Los responsables de la administración de las empresas hidroeléctricas, en especial los gerentes financieros, ejecutivos involucrados en la generación de información financiera y los profesionales de las ciencias económicas principalmente de la carrera de Contaduría Pública y Auditoría, deben tener conocimiento sobre la aplicación de las Normas Internacionales de Contabilidad para mitigar el riesgo de presentar información financiera inadecuada a los inversionistas o propietarios.
2. La Superintendencia de Administración Tributaria – SAT debe evaluar la aplicación de Normas Internacionales de Contabilidad para la determinación de sus impuestos, con el fin de obtener mayores ingresos para invertir en más proyectos de infraestructura.
3. La gerencia financiera debe preparar una comparación entre sus estados financieros conformados a Normas Internacionales de Contabilidad - NICs y los preparados para la determinación de su impuesto sobre la renta con el fin de determinar los beneficios obtenidos por la aplicación de las Leyes fiscales de Guatemala.
4. Es conveniente que el Instituto de Contadores Públicos y Auditores como ente encargado de regular la práctica contable debe promover la aplicación de Normas Internacionales de Contabilidad y para ello debe desarrollar seminarios informativos de las ventajas que pueden obtener por la aplicación de las mismas.

BIBLIOGRAFÍA

1. Acuerdo Gubernativo número 256-97 – Guatemala 21 de marzo de 1997 El presidente de la República de Guatemala.
2. Biblioteca Virtual Miguel de Cervantes – Diccionario Miguel Cervantes, <http://cervantesvirtual.com>
3. Código de Comercio de Guatemala Decreto 2 -70 emitido el 1970.
4. Comisión Nacional de Energía Eléctrica – Informe de Gestión 1997 – 2002, 30 de abril de 2000.
5. Compañía Delta - <http://www.hidroturbinasdeltacom.com/Instalacion.htm>
6. Decreto No. 93-96 del Congreso de la República de Guatemala – Ley General de Electricidad – 15 noviembre de 1996.
7. Diccionario electrónico Encarta 1999.
8. Elaboración de proyectos de investigación, segunda edición de 1994 y reimpresión de 2001.
9. Guía Práctica del Proceso de investigación, Universidad de San Carlos de Guatemala. Facultad de Ciencias Económicas, Escuela de Economía. 1era. Edición 1995. 114pp.
10. INTERNATIONAL ACCOUNTING STANDARDS COMMITTEE, NORMAS INTERNACIONALES DE INFORMACION CONTABILIDAD EDICION DE 2003, 1419 PP. Encuadernadora Progreso, S. A. de C. V.
11. Ley del Impuesto Al Valor Agregado – IVA – Decreto No. 27-92 del Congreso de la Republica y sus reformas efectuadas en los últimos años.
12. Ley del Impuesto Sobre la Renta - ISR - Decreto No. 26-92 del Congreso de la Republica y sus reformas efectuadas en los últimos años.

13. Normas Internacionales de Contabilidad actualizadas al 31 de diciembre de 2003. NIC 1 a la NIC 41.
14. Normas de Coordinación de No. 1 a la No. 13 emitidas por el Administrador del Mercado Mayorista el 30 de octubre de 2000.
15. Pagina Web Administrador del Mercado Mayorista - - <http://www.amm.org>.
16. Pagina Web del Ministerio de Energía y Minas, y sus departamentos (<http://www.men.gob.gt>).
17. Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista Acuerdo Gubernativo Número 299-98 Guatemala 25 de mayo de 1998.
18. Resolución 157 – 01 del Administrador del Mercado Mayorista.
19. Resolución 157-05 del Administrador del Mercado Mayorista.
20. Resolución 157-06 del Administrador del Mercado Mayorista.
21. Resolución 216- 02 del Administrador del Mercado Mayorista.