UNIVERSIDAD DE CUENCA

Facultad de Ciencias Económicas y Administrativas

Maestría en Contabilidad y Auditoría

ANÁLISIS DE LA APLICABILIDAD DE LA NIC 36 DETERIORO DE ACTIVOS EN LA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de Magíster en Contabilidad y Auditoria

Modalidad: Artículo Académico

Autor:

CPA. Juan Carlos Jara Bernal

CI: 0103634457

juan.jara@celec.gob.ec

Director:

Econ. Orlando Esteban Espinoza Flores

CI: 0102409703

Cuenca, Ecuador

08-enero-2020

Resumen

El presente artículo propone un análisis para determinar la aplicabilidad de la Norma Internacional de Contabilidad NIC 36 en la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, a través de la definición adecuada de la Unidad Generadora de Efectivo (UGE), evaluación de los indicios de deterioro, siendo el más relevante el que se ha evidenciado en los últimos años producto del cambio de la matriz energética y productiva del país, generada por la construcción de grandes proyectos hidroeléctricos, haciendo que se desplace la generación térmica por la generación hidráulica; para que finalmente se obtenga el importe recuperable, el cual por las políticas contables adoptadas, la particularidad del sector eléctrico ecuatoriano que a través de la tarifa no busca rentabilidad ni la recuperación de la inversión, y la producción no es controlada por CELEC EP, hace que sea un reto el análisis de la aplicación de esta normativa.

Palabras clave: Deterioro. NIC 36. Producción. Rentabilidad. Tarifa.

Abstract

This article proposes an analysis to determine the applicability of the International Accounting Standard IAS 36 in the Electricity Corporation of Ecuador CELEC EP, through the appropriate definition of the Cash Generating Unit (CGU), evaluation of the signs of deterioration, the most relevant being that which has been evidenced in recent years as a result of the change in the country's energy and production matrix, generated by the construction of large hydroelectric projects, causing thermal generation to be displaced by hydraulic generation; so that the recoverable amount is finally obtained, which due to the accounting policies adopted, the particularity of the Ecuadorian electric sector that through the tariff does not seek profitability or the recovery of the investment, and the production is not controlled by CELEC EP, that it is a challenge to analyze the application of this regulation.

Keyword: Impairment. IAS 36. Production. Profitability. Rate.

Índice de Contenido

Resumen 2

Abstract 3

Índice de Contenido 4

Índice de Tablas 5

Índice de Gráficos 5

1. Introducción 8

2. Revisión de literatura 9

3. Materiales y métodos 15

4. Resultados y Discusión 19

4.1. Determinación de la Unidad Generadora de Efectivo (UGE). 19

4.2. Análisis de los indicios de deterioro de la Propiedad, Planta y Equipo 22

4.3. Procedimientos que Corporación debe aplicar para asegurarse que el valor contable de sus activos no sea mayor que su importe recuperable. 29

5. Conclusiones y recomendaciones 32

6. Referencias 34

Índice de Tablas

Tabla 1. Informe consolidado de la evaluación de los indicios de deterioro 23
Tabla 2. Promedio diario de entrega de gas natural 26
Tabla 3. Obtención de la tasa de descuento..... 29
Tabla 4. Flujos proyectados 2019 – 2023..... 30
Tabla 5. Resultados de la Valoración centrales de Termogas Machala 32

Índice de Gráficos

Gráfico 1. Producción mensual de CELEC EP en GWh del año 2018 20
Gráfico 2. Total de horas de producción de las centrales térmicas por potencia efectiva en MWh periodo 2014 al 2018 26
Gráfico 3. Promedio de horas de producción de las central Termogas Machala 27
Gráfico 4. Generación del país en GWh periodo 2014 al 2018..... 27
Gráfico 5. Potencia efectiva de CELEC EP vs demanda nacional..... 28
Gráfico 6. Obtención del importe recuperable expresado en millones..... 31

Índice de Ilustraciones

Ilustración 1. Proceso para la proyección de la producción de energía..... 17
Ilustración 2. Árbol de decisiones para el despacho hidroeléctrico y térmico 17

Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio Institucional

Juan Carlos Jara Bernal en calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación "ANÁLISIS DE LA APLICABILIDAD DE LA NIC 36 DETERIORO DE ACTIVOS EN LA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP", de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, 06 de enero de 2020

Juan Carlos Jara Bernal

C.I: 0103634457

Cláusula de Propiedad Intelectual

Juan Carlos Jara Bernal, autor del trabajo de titulación "ANÁLISIS DE LA APLICABILIDAD DE LA NIC 36 DETERIORO DE ACTIVOS EN LA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, 06 de enero de 2020

Juan Carlos Jara Bernal

C.I: 0103634457

1. Introducción

El objetivo del presente artículo es el análisis de la aplicabilidad de la NIC 36 en la propiedad, planta y equipo de CELEC EP, resultando relevante por las particularidades del sector eléctrico ecuatoriano, el cual es controlado por el Estado definiendo cuánto, cuándo y con qué centrales producir, así como también fijando una tarifa, compuesta por un lado de un cargo fijo atribuible al servicio, independientemente de si se produce o no; y por otro lado los costos variables atribuibles al servicio dependientes de la magnitud de la producción. Dentro del cargo fijo no se contempla un rubro que permita recuperar los costos de inversión, por cuanto el financiamiento provino del estado, de igual manera dentro del cargo variable el combustible se encuentra subsidiado, haciendo que la tarifa del Ecuador no sea real puesto que no contemple todos los costos incurridos en la generación y transmisión, ni peor aún un la obtención de un margen de rentabilidad.

El modelo ecuatoriano difiere del de otros países, entre ellos de nuestros países vecinos como Perú y Colombia. Para el caso Peruano existe libertad para definir los precios de la electricidad en condiciones de competencia, con licitaciones y contratos de concesión de largo plazo, el precio está compuesto de dos partes: el costo fijo, que es el costo asociado a la inversión requerida para la construcción y puesta en marcha de una central de generación con una rentabilidad para el inversionista del 12%, más los costos de operación y mantenimiento fijos necesarios para mantener la central disponible, produzca o no produzca; y el costo variable, que se refiere al costo de operación y mantenimiento que cambia con la cantidad producida.

En tanto que en el caso colombiano la generación y comercialización están bajo un régimen de libre competencia, la transmisión y distribución son regulados como monopolios, se identifican dos tipos de transacciones entre los comercializadores y los generadores: el mercado spot, o bolsa de energía de corto plazo, y los contratos de largo plazo (regulados y no regulados), para el caso de los regulados están bajo los esquemas tarifarios impuestos por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) mediante procedimientos que garanticen la libre competencia, en tanto que los no regulados cuyo límite de consumo mensual es 55 MW o 0.1 MWh pueden negociar libremente estableciendo el precio sin intervención del estado. Adicionalmente los generadores

reciben una remuneración por confiabilidad que se paga por la disponibilidad de activos de generación con el fin de incentivar la expansión de la capacidad instalada.

En el Ecuador la mayor parte de la generación eléctrica es producida por CELEC EP, en el año 2018 la producción fue de 21.526,89 GWh que representó el 86.46% del Sistema Nacional Interconectado; este valor comprende el 70.95% de generación hidroeléctrica, a través de sus 11 centrales siendo las con mayor producción: Coca Codo Sinclair; Paute, Sopladora y Minas - San Francisco que en total aportaron con el 80.96% de la producción; la generación termoeléctrica representó el 15.22% a través de sus 33 centrales siendo las con mayor producción: Termogas Machala, Gonzalo Zevallos, Esmeraldas, Trinitaria, Santa Elena II y Jaramijó que en total aportaron con el 79.70% de la producción térmica total; y finalmente la generación eólica representó el 0.29% con su central Villonaco.

Producto del cambio de la matriz productiva y energética del país se pasó de un escenario de suministro de electricidad mediante la operación de centrales hidroeléctricas del 58% en el año 2014, al 82% en el año 2018; y en las centrales térmicas del 42% en el año 2014, al 18% en el año 2018, lo cual requiere en aplicación de la NIC 36 se efectúe el análisis para determinar si las centrales térmicas presentan o no indicios de deterioro, ocasionados por la disminución de su producción.

Partiendo del modelo de funcionamiento del sector eléctrico ecuatoriano, a través del presente estudio se analizará la aplicabilidad del deterioro de activos en CELEC EP, identificando adecuadamente la Unidad Generadora de Efectivo (UGE), analizando los indicios de deterioro a través de la aplicación de cuestionarios y determinando su importe recuperable, que contribuirá para que otras empresas públicas y privadas que se encuentran en condiciones similares, lo consideren al momento de evaluar la aplicabilidad del deterioro de sus activos.

2. Revisión de literatura

La Ley Orgánica de Empresas Públicas establece que la contabilidad que lleven las empresas públicas, estará basada en los principios de contabilidad de general aceptación y Normas Internacionales de Contabilidad, sin embargo no estableció un cronograma de implementación, razón por la cual CELEC EP recién en el año 2017 adoptó las NIIF, siendo una de la primeras empresas públicas en adoptar esta normativa,

a través del cual se busca facilitar la toma de decisiones económicas que contribuyan a la transparencia y comparabilidad de la información a nivel internacional que le permita acceder a créditos y conformar alianzas públicos - privadas.

En base a lo anotado, el marco teórico utilizado en esta investigación es principalmente la NIC 36, la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, estudios de deterioro en el sector petrolero e industrial y finalmente se consideró los criterios considerados por los consultores nacionales y extranjeros con respecto a la aplicación del deterioro en CELEC EP. A continuación se exponen las principales definiciones que deben ser analizadas:

Costos de disposición: son los costos incrementales directamente atribuibles a la disposición de un activo o unidad generadora de efectivo, excluyendo los costos financieros y los impuestos a las ganancias (Fundación IFRS, 2018).

Importe en libros: es el importe por el que se reconoce un activo, una vez deducidas la depreciación (amortización) acumulada y las pérdidas por deterioro del valor acumuladas, que se refieran al mismo (Fundación IFRS, 2018).

Importe recuperable de un activo o de una unidad generadora de efectivo: es el mayor entre su valor razonable menos los costos de disposición y su valor de uso (Fundación IFRS, 2018).

Pérdida por deterioro del valor: es la cantidad en que excede el importe en libros de un activo o una unidad generadora de efectivo a su importe recuperable (Fundación IFRS, 2018).

Unidad Generadora de Efectivo (UGE): es el grupo identificable de activos más pequeño, que 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 (Fundación IFRS, 2018).

Valor razonable: es el precio que se recibiría por vender un activo o que se pagaría por transferir un pasivo en una transacción ordenada entre participantes de mercado en la fecha de medición (Fundación IFRS, 2018).

Valor en uso: es el valor presente de los flujos futuros de efectivo estimados que se esperan obtener de un activo o una unidad generadora de efectivo (Fundación IFRS, 2018).

Agencia de Regulación y Control de Electricidad – ARCONEL: es el organismo técnico administrativo encargado del ejercicio de la potestad estatal de regular y controlar las actividades relacionadas con el servicio público de energía eléctrica y el servicio de alumbrado público general, precautelando los intereses del consumidor o usuario final (Asamblea Nacional, 2015).

Operador Nacional de Electricidad – CENACE: constituye un órgano técnico estratégico adscrito al Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables. Actuará como operador técnico del Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.) y administrador comercial de las transacciones de bloques energéticos, responsable del abastecimiento continúo de energía eléctrica al mínimo costo posible, preservando la eficiencia global del sector (Asamblea Nacional, 2015).

Despacho económico: mínimo costo horario posible de la electricidad, considerando los costos variables de producción, que deben ser declarados por cada generador y auditados por dicho operador, de acuerdo con la normativa respectiva (Asamblea Nacional, 2015).

Costos fijos: son los costos necesarios para la instalación y operación de un determinado equipo, independientemente de la cantidad de producción (ARCONEL, 2018).

Costos variables: son aquellos costos en los que se incurre para operar y mantener los equipos y que cambian en función de la cantidad de producción (ARCONEL, 2018).

Al no haber mayor información sobre estudios de deterioro en el sector de generación eléctrica se utilizó estudios de otros sectores, entre ellos el de transporte de petróleo crudo ecuatoriano, cuyo principal activo es el oleoducto considerado como la Unidad Generadora de Efectivo, presentando indicios de deterioro, debido a que la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero que es el organismo que detalla las operaciones futuras de la empresa que operan con petróleo y sus derivados, ha emitido un pronóstico del transporte de crudo de país, en las cuales la empresa no tiene los

mismos volúmenes de transporte de petróleo, lo cual disminuirá considerablemente el monto de los ingresos de efectivo para los años posteriores al cierre de la evaluación, por lo que se procedió a calcular un importante monto por concepto de deterioro. (Espinosa, 2015).

También se analizó el caso de estudio Lácteos San Antonio S.A., empresa que no cuenta con información clasificada que permita contar con estadísticas sobre los niveles de producción de sus activos, tiene como primer nivel de producción la generación de leche pasteurizada y es la principal materia prima para los distintos productos que ofrece, lo que ocasiona que no haya establecido unidades generadoras de efectivo para evaluar la gestión y valoración apropiada de sus activos, de manera que se pueda medir el valor en uso, por lo que en este análisis se tuvo que considerar a toda la Empresa como una Unidad Generadora de Efectivo; se evaluó los indicios de deterioro determinándose que las máquinas de producción UHT 3 y UHT 4 presentaron indicios debido a su obsolescencia frente a los avances tecnológicos, lo que ocasionó que estas máquinas estén paralizadas, por lo que se procedió a calcular el respectivo deterioro. (Cajas y Ortiz, 2017).

En los últimos años CELEC EP contrató a consultores nacionales e internacionales para que realicen la valoración de su propiedad, planta y equipo, de los cuales se ha extraído lo siguiente:

Para iniciar Pricewaterhousecoopers (2013), realizó el avalúo técnico de todos los activos asociados con las actividades de generación y transmisión de energía al 31 de diciembre de 2013, dentro de la determinación del valor razonable indicó que implícitamente cualquier deterioro del valor será corregido en el balance inicial si se utilizan los activos como costo atribuido, además informó que para lo futuro se debe definir las Unidades Generadoras de Efectivo y los indicadores de deterioro.

Luego, Levinaseets Activos Corporativos Ecuador S.A. – LEVIN (2012), realizó el avalúo al 31 de diciembre de 2012 de la central hidroeléctrica Marcel Laniado de Wind, de propiedad de la Secretaría Nacional del Agua – SENAGUA, administrada por CELEC EP. El valor razonable fue de USD 23 millones, el cual fue afectado significativamente por el deterioro calculado por la consultora en base al valor de uso, el criterio utilizado fue la de estimación del valor de uso mediante el enfoque de ingresos, aplicando el método de flujos libres de efectivo descontados, utilizando un horizonte de

proyección de 30 años, al ser dicho período la vida útil remanente promedio del activo fijo de la central, concluyendo que el valor de los Activos no está soportado por la capacidad de generación de ingresos de la UGE.

Adicionalmente la misma empresa LEVIN (2015), con corte al 31 de diciembre de 2015 realizó nuevamente el avalúo de la misma central, la cual fue cedida en el año 2014 a título a gratuito por la SENAGUA a CELEC EP, en esta ocasión el valor razonable calculado fue de USD 212 millones, para determinar este valor el consultor ya no utilizó el enfoque de ingresos, sino que realizó un análisis diferente al realizado en el año 2012, en esta ocasión considera que opera en un mercado regulado donde la venta de energía eléctrica depende de la programación diaria de demanda que realiza el CENACE, es una empresa sin fines de lucro y sólo realiza un reembolso a sus Unidades de Negocio de todos los gastos operativos que éstas tienen.

Para determinar si existe una posible pérdida por deterioro en el valor de los activos, el consultor comparó con otras centrales de generación hidroeléctrica de propiedad de CELEC EP que operan bajo las mismas regulaciones, para cotejar desde la estructura de costos de generación su posición relativa, procurando advertir cuestiones de riesgo que hiciesen limitar su valor recuperable. La obsolescencia producida por la competitividad de costos, significó que la Central Marcel Laniado de Wind sea la menos favorecida de la muestra del Índex de competitividad, muy alejada del promedio y de la mediana de la muestra considerada, lo cual determinó un factor de penalización sobre los cálculos de depreciación técnica del 13.65% por obsolescencia económica.

Finalmente, UCE - Proyectos EP de la Universidad Central del Ecuador (2017), realizó la valoración a diciembre de 2017 de la maquinaria y equipo de planta de CELEC EP – Unidad de Negocio Termogas Machala, bajo requerimiento de las NIIF. El consultor consideró para la medición del valor razonable y deterioro del valor de los activos a cada unidad de generación como UGE, así tenemos para la Central Termogas Machala I, las unidades de generación: 6FA – 1 y 6FA – 2 y para la Central Termogas Machala II, las unidades de generación: TM2500-1, TM2500-2, TM2500-3, TM2500-4, TM2500-5 y TM2500 -6. Los resultados de la valoración fueron: valor razonable USD 117 millones y valor de uso USD 29 millones.

La tendencia del Ecuador a la generación hidroeléctrica, hace que la valoración de esta central térmica sea baja en cuanto a la generación de sus flujos de efectivo,

razón por la cual se consideró medir el deterioro del valor con una variable más estable como el valor razonable que resultó el mayor en comparación con el valor de uso, es decir este último no fue considerado para el análisis por la particularidad del sector.

Las diferentes posiciones de los consultores en torno al valor razonable y valor de uso es confrontado con varios trabajos de investigación, entre ellos:

Según Gómez y Álvarez (2013), ante los cuestionamientos que se le hacen a la contabilidad medida a costo histórico, las mediciones a valor razonable se ha venido generalizando desde hace más de 50 años convirtiéndose en la mejor forma de valoración.

Por su parte, Nikolaev y Christensen (2013), señalan que en los últimos años, tanto FASB como IASB han dado fuerza a la relevancia sobre la confiabilidad que se manifiestan permanentemente en el cambio a una contabilidad basada en el valor razonable.

No obstante la capacidad de obtener importes razonables está directamente relacionada con la existencia de mercados líquidos por cuanto proporcionan una fuente de verificación independiente, lo cual representa beneficios mayores, en términos de calidad de información y se deduce que ayudará a generar más confianza en los acreedores. En la práctica numerosas entidades presentan resistencia a la contabilidad a valor razonable, debido a los costos que implica su proceso de medición, por cuanto se ven en la necesidad de acudir a profesionales externos especializados para su obtención. (Castellanos, 2015).

Por otro lado Otal y Serrano (2006), indican que el cálculo del valor de uso requiere que la empresa realice una estimación de los flujos de efectivo a lo largo de su vida útil restante y actualice estos flujos mediante el empleo de una tasa de descuento, convirtiéndose el cálculo del valor de uso en una de las tareas más complejas, por cuanto resulta difícil calcular los flujos de efectivo que se derivan de la utilización del bien.

Los criterios generales de aplicación de la NIC 36 están claros, no obstante en la práctica representan un reto importante para afrontar múltiples problemas de medición, que se derivan de la complejidad y particularidad de los negocios, así como de las

incertidumbres de los entornos económicos en los que se desarrollan sus operaciones. (García, 2015)

Por lo tanto "La evaluación del deterioro de los activos en general no es un tema solamente objetivo, ni fácil de aplicar, y requiere un alto conocimiento y uso de criterios técnicos y profesionales" (Rámirez , Del Toro, y Gil, 2017, p. 45).

Los distintos criterios de los consultores, la dificultad de obtener un valor razonable por el tiempo y costo que representa, así como la obtención del valor de uso por la particularidad del sector, le hace interesante a la aplicabilidad de la NIC 36 en CELEC EP, para lo cual se requiere realizar un análisis de la aplicabilidad de la normativa en el sector eléctrico, por ser un sector estratégico para el desarrollo del país, lo que sin lugar a dudas creará conocimiento para su aplicación en la propia CELEC EP como en otras empresas que operan bajo condiciones similares.

3. Materiales y métodos

Para desarrollar la presente investigación se hará uso de la investigación cuantitativa lo que permitirá que el análisis tenga una aplicación concluyente, utilizando como herramientas encuestas estructuradas asistidas, aplicando un censo estratifico que evalúe los indicios de deterioro de fuente externa y de fuente interna. Para los de fuente externa se realizaron 4 cuestionarios al nivel directivo de la Corporación, en tanto que para los de fuente interna se realizaron 135 cuestionarios al personal técnico de cada central de generación hidráulica, térmica y eólica y para el caso del segmento de transmisión se realizó 1 cuestionario por todas las líneas y subestaciones de transmisión en razón de su condición y naturaleza que se encuentran en todo el territorio ecuatoriano.

El universo sujeto a análisis son todas las centrales de CELEC EP que actualmente se encuentran en operación: 11 hidroeléctricas, 33 térmicas y 1 eólica, así como todo el sistema de transmisión, los cuales son administradas por áreas administrativo – operativas denominadas Unidades de Negocio que no gozan de personería jurídica propia y que se establecen para desarrollar actividades o prestar servicios de manera descentralizada y desconcentrada. Estas Unidades de Negocio dependen de una Matriz quien es la que tiene la personería jurídica y la encargada de

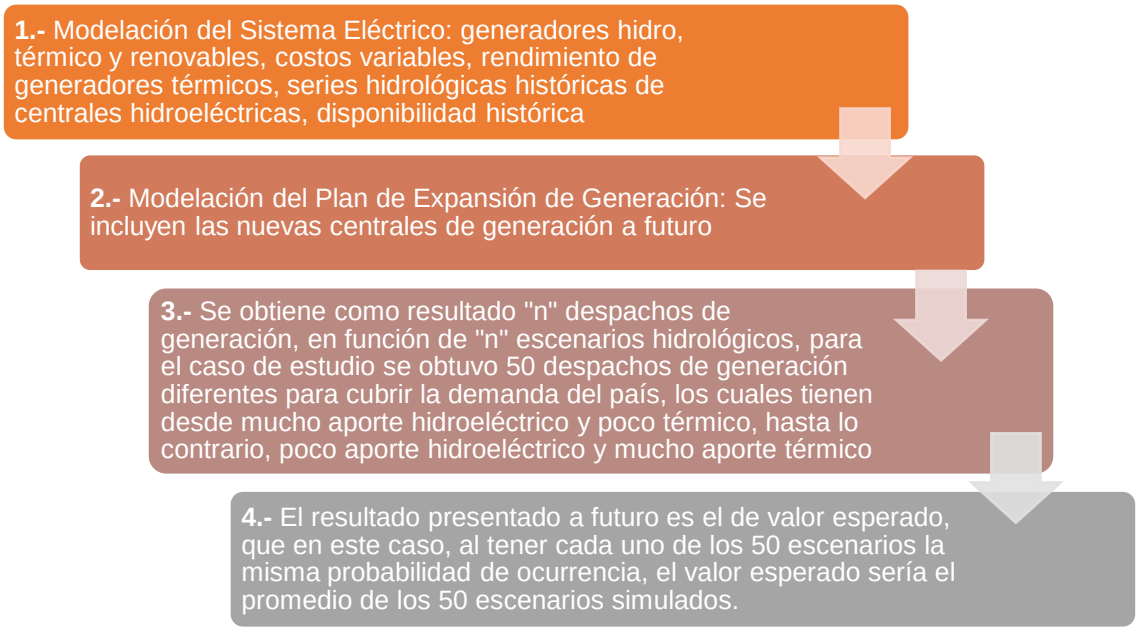
emitir las políticas y procedimientos, así como de consolidar la información técnica y financiera para reportar a las entidades de control.

En función de la estructura de CELEC EP se determinará la Unidad Generadora de Efectivo (UGE), si se identificaren eventos que impliquen posibles deterioros, los resultados de dichos análisis deben ser documentados, luego se deberán definir los mecanismos para determinar los importes recuperables, a través del precio de venta o valor de uso; para la obtención de este último valor se requiere realizar la proyección de los flujos de efectivo, empezando con los ingresos de efectivo proyectados, para lo cual se multiplicará la proyección de la producción energética que es obtenida mediante el modelo matemático de optimización energética SDDP (Stochastic Dinamic Dual Programming), a través del cual se simulan despachos energéticos futuros del parque generador del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador, con el propósito de cubrir la demanda energética del país a futuro. El parque generador está compuesto por generación hidroeléctrica, eólica y térmica, lo cual esta modelado en una base de datos.

El problema de la simulación sería simple si se tuvieran solamente generadores térmicos, ya que la demanda sería cubierta en su totalidad con este tipo de generación, o sea sería un problema matemático “determinístico”. Sin embargo, al tener un componente alto de hidroelectricidad, el problema de simulación energética futura se vuelve complejo, debido a que se requiere simular la variabilidad, estacionalidad y aleatoriedad de las fuentes renovables, por lo cual se convierte en un problema matemático “probabilístico o estocástico”.

A continuación en la ilustración 1 se detalla el proceso para obtener los resultados de una proyección energética futura:

Ilustración 1. Proceso para la proyección de la producción de energía

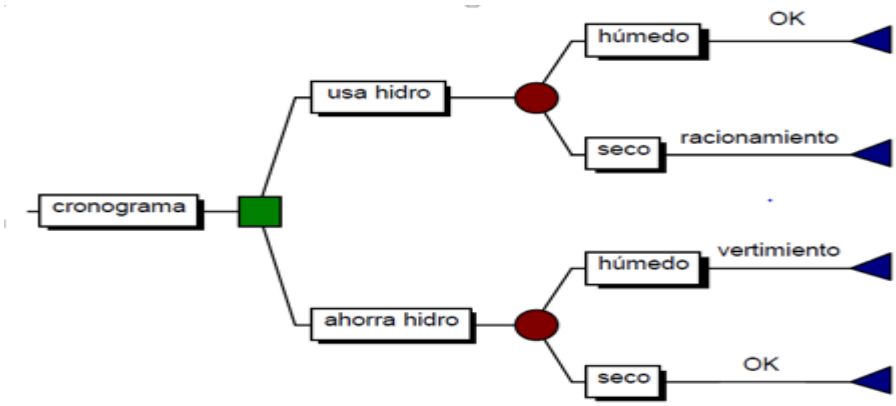


Fuente: CELEC EP

Elaboración: El autor

Ejecutar este procedimiento y obtener y validar resultados, no solo requiere de una experticia en el manejo del software, sino sobre todo de un conocimiento de ingeniería eléctrica en la operación del Sistema Nacional Interconectado de electricidad; por lo tanto, el proceso de despacho hidroeléctrico y térmico puede representarse como un árbol de decisiones, conforme la ilustración 2.

Ilustración 2. Árbol de decisiones para el despacho hidroeléctrico y térmico



Fuente: CELEC EP

Elaboración: El autor

USO HIDRO: Si uso al máximo la generación hidroeléctrica

- Si las series hidrológicas futuras son lluviosas, entonces tengo un escenario operativo óptimo
- Si las series hidrológicas futuras son secas, entonces tengo un manejo irresponsable que podría llegar a racionamientos.

AHORRO HIDRO: Si uso al mínimo la generación hidroeléctrica

- Si las series hidrológicas futuras son lluviosas, entonces voy a llegar rápidamente a vertimientos, o sea un desperdicio del recurso hídrico.
- Si las series hidrológicas futuras son secas, entonces tengo un manejo óptimo de los embalses y del recurso hídrico.

En el árbol de decisiones se presenta la problemática del análisis del despacho hidroeléctrico y térmico, para obtener un despacho óptimo de energía, con el propósito de evitar vertimientos y racionamientos de energía, debido a un mal uso o mala optimización del recurso energético renovable.

Contando con la información de la producción se obtiene el cargo variable multiplicando para el caso de las centrales hidroeléctricas por 0.2 cUSD$/kWh; en tanto que para el caso de las centrales térmicas se multiplica por el costo variable declarado por cada una, el cual varía en función del tipo de combustible utilizado; luego se obtiene el cargo fijo compuesto de: administración, operación y mantenimiento, financiamiento, calidad del servicio e inversión; de los cuales el primero fue obtenido considerando un incremento anual inflacionario del 2%, tomando el promedio de inflación de los últimos 8 años incluida la proyección del año 2019; el rubro de financiamiento se obtuvo en función de las tablas de amortización de los préstamos y finalmente los rubros de calidad del servicio e inversión se obtuvo del valor aprobado por ARCONEL en los tres últimos años; sumando el cargo fijo y variable se obtiene el ingreso total.

Para la obtención de los egresos de efectivo proyectados; se consideró para los costos fijos y variables de generación y transmisión, el mismo valor asignado en el ingreso para la administración, operación y mantenimiento y el cargo variable, estos criterios son utilizados en razón de que la tarifa cubre únicamente costos y gastos. No se considera dentro de los egresos de efectivo, los rubros de calidad del servicio,

financiamiento e inversión, por cuanto no están relacionados con la obtención del ingreso operacional.

Para lo obtención de la tasa de descuento, se realizará un promedio de las tasas de interés de los créditos de CELEC EP para la construcción de proyectos de inversión. Una vez determinado el importe recuperable se comparará con el valor en libros de la UGE y en caso de ser menor se reconocerá las provisiones necesarias por pérdidas de deterioro.

Pregunta de Investigación.

¿Es aplicable la NIC 36 en CELEC EP, a sabiendas que la generación térmica ha disminuido significativamente por la entrada en operación comercial de los proyectos hidroeléctricos Coca Codo Sinclair y Sopladora?

4. Resultados y Discusión

4.1. Determinación de la Unidad Generadora de Efectivo (UGE).

Para determinar la UGE en CELEC EP, es necesario tener claro su origen y ámbito en el que se desarrolla, para lo cual se debe considerar que fue creada mediante Decreto Ejecutivo No. 220 del 14 de enero de 2010, al amparo del Art. 314 de la Constitución, a través del cual el Estado es el responsable de la provisión de los servicios públicos, su objeto principal es la generación, transmisión, distribución, comercialización, importación y exportación de energía eléctrica; de estas actividades la distribución y comercialización actualmente no se ejecutan, están enmarcadas en la proyección a futuro de una fusión con las empresas de distribución y comercialización de energía del país, para formar una gran empresa que se encargue de todas estas actividades.

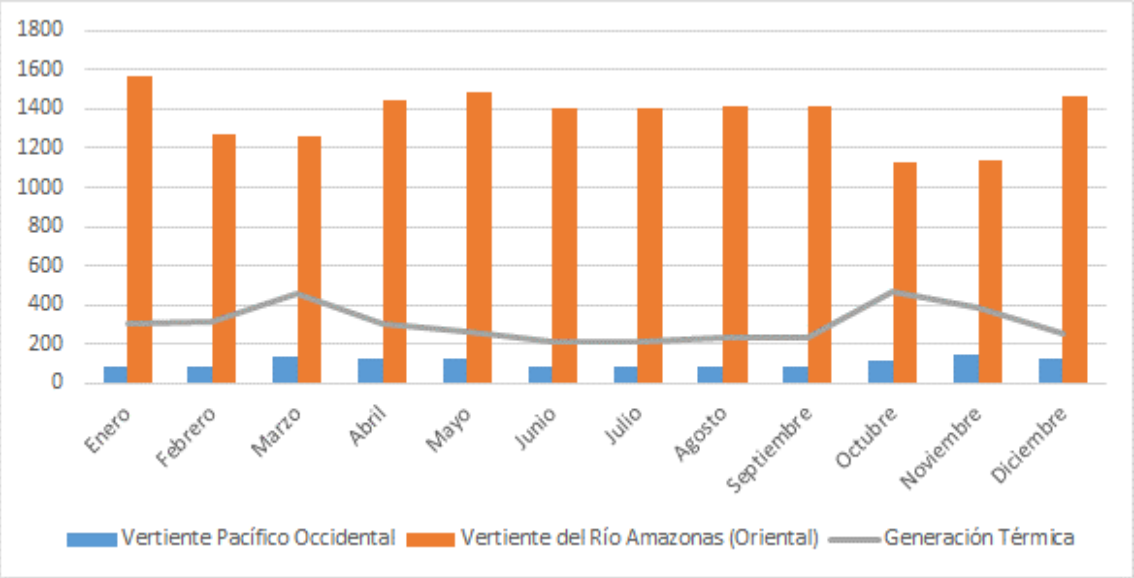
Los flujos de efectivo se originan por la energía generada por todas las centrales de CELEC EP, la cual es transportada a través de líneas y subestaciones de transmisión hacia las empresas de distribución, quienes son las encargadas de llevar la energía eléctrica hacia el usuario final. En el Ecuador Continental se identifican dos vertientes, el Pacífico (Occidental) en donde están ubicadas las centrales Minas San Francisco, Manduriacu y Marcel Laniado de Wind y la vertiente del río Amazonas (Oriental), en esta se ubican las grandes centrales hidroeléctricas de entre las más importantes constan: Coca Codo Sinclair, Paute – Molino, Sopladora, Agoyán y San Francisco, lugar en que

la época lluviosa se presenta generalmente desde abril hasta septiembre, mientras que la época de sequía generalmente se presenta desde octubre hasta marzo.

La producción de las centrales de generación es contralada por el CENACE en función del despacho económico óptimo, para obtener el mínimo costo horario posible en función de las condiciones hidrológicas y energéticas, en época de invierno de abril a septiembre con mayor producción de las centrales hidroeléctricas de la vertiente oriental y en menor proporción con generación térmica, teniendo presente que siempre será necesaria este tipo de generación, por cuanto las distancias de las hidroeléctricas con la región costanera es grande, obligando a despachar con generación térmica para mejor la calidad del servicio, el no despachar con este tipo de generación ocasionaría que al momento de encender la luz no alumbraría con la suficiente calidad que se requiere.

Por otro lado, en época de sequía generalmente el comportamiento varía, incrementándose la producción de las centrales de generación hidroeléctrica de la vertiente del pacífico y generación térmica, sin importar los altos costos de generación, lo importante es satisfacer la demanda del país. En el Gráfico 1 se puede evidenciar la producción:

Gráfico 1. Producción mensual de CELEC EP en GWh del año 2018



Fuente: Operador Nacional de Electricidad - CENACE
Elaboración: El autor

Como parte del análisis también es importante mencionar que las centrales de generación ya sean hidroeléctricas o térmicas generan flujos de efectivo para CELEC

EP, los cuales son aprobados de conformidad con lo establecido en el Artículo No. 56 de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica – LOSPEE.

En aplicación de esta ley, la tarifa es aprobada para cada componente esto es: generación, transmisión y distribución de energía; dentro del segmento de generación el valor aprobado es por cada central de generación, considerando el rubro de costos fijos compuesto de los valores para la administración, operación, mantenimiento, estructura financiera de los proyectos nuevos, costos de la Matriz, costos de calidad del servicio (reposición de activos), gestión socio – ambiental y rubros para inversión, este costo fijo es liquidado independientemente si el generador es o no despachado por el CENACE, siempre y cuando se mantenga disponible. Por otro lado como parte de la tarifa también constan los costos variables compuestos de: combustibles, químicos, lubricantes y mantenimientos menores, los cuales son liquidados de acuerdo con la producción de energía eléctrica medida.

Con lo expuesto se evidencia que los flujos de efectivo son aprobados para cada central generando entradas de efectivo, su facturación es individual por cada central, sin embargo por la complementariedad que existe entre las centrales no son independientes sino dependientes funcionan como un todo, según lo establecido en el párrafo 66 y 67 de la NIC 36 el valor de uso y su importe recuperable podrán determinarse solo a partir de la UGE. La recaudación se lo realiza de manera centralizada en la Matriz de CELEC EP, desde aquí se realiza la transferencia de recursos a cada Unidad de Negocio, en función de sus flujos de caja vencidos y proyectados los cuales obedecen a la ejecución de sus presupuestos que fueron debidamente aprobados por su Directorio.

En el caso de que los valores aprobados por la ARCONEL para cada central de generación, no sean suficientes para garantizar la administración, operación y mantenimiento, se toman recursos de otras centrales para financiar a las que requieran mayores recursos, lo cual permite contar con un presupuesto que garantice la generación y transmisión de energía. Durante el ejercicio económico se realizan reformas presupuestarias internas para cubrir sus necesidades, con lo cual las centrales más eficientes financian a aquellas menos eficientes, manteniendo los techos presupuestarios aprobados por su Directorio.

El modelo del sector eléctrico ecuatoriano, está direccionado únicamente a cubrir costos y gastos que permitan su administración, operación y mantenimiento, no

dando margen a la generación de rentabilidad, ni a la recuperación de la inversión para nuevos proyectos de inversión, es más de conformidad con el Art. 53 de la LOSPEE el financiamiento para la construcción de nuevos proyectos de inversión será realizada con cargo al Presupuesto General del Estado y/o recursos propios.

Un factor importante para definir la UGE, es la identificación de la existencia o no de un mercado activo, es decir que se pueda encontrar compradores o vendedores en todo momento, situación que no se presenta para este caso, debido a que existen Contratos Regulados de Compraventa de energía entre CELEC EP y todas las empresas distribuidores del país, a través de los cuales la producción neta de energía eléctrica de las centrales de propiedad del GENERADOR será asignada al DISTRIBUIDOR en proporción a su demanda real, el plazo de duración de los referidos contratos regulados es de 10 años. Esta situación hace que no existe un mercado activo para cada central de generación, por cuanto toda la producción es vendida a las empresas distribuidoras y con plazos largos, cuando se presentan excedentes en el mercado, se hace posible la exportación de energía a Colombia, sin embargo la negociación se lo realiza a través del CENACE.

La producción de energía es evacuada a través de líneas y subestaciones de transmisión, todo lo que se produce se transmite, es decir la energía no queda almacenada, por lo tanto las dos actividades generación y transmisión de energía son complementarias entre sí, no puede darse la transmisión de energía sin antes haber generación, lo que significa que los flujos de entrada de efectivo de la actividad de transmisión dependen de la actividad de generación, obteniendo como resultado que la UGE sea toda la Corporación.

4.2. Análisis de los indicios de deterioro de la Propiedad, Planta y Equipo

Para cumplir con este objetivo en función de lo establecido en el párrafo 12 de la NIC 36, se elaboraron encuestas estructuradas asistidas utilizando cuestionarios para evaluar la existencia o no de indicios de deterioro, se determinó que los indicios de fuente externa se lo evalúe de manera Corporativa al nivel directivo; en tanto que para los indicios de fuente interna el análisis se lo realizó al área técnica por parte de los subgerentes de generación y jefes de central; para el caso del segmento de transmisión

el análisis se lo realizó de manera global para las líneas y subestaciones de transmisión. Los resultados se presentan a continuación en la Tabla 1.

Tabla 1. Informe consolidado de la evaluación de los indicios de deterioro

TIPO DE CENTRAL DE GENERACIÓN / TRANSMISIÓN	INDICIOS													
	FUENTE EXTERNA								FUENTE INTERNA					
	A		B		C		D		E		F		G	
	SI	NO	SI	NO	SI	NO	SI	NO	SI	NO	SI	NO	SI	NO
Hidráulica	0	46	0	46	0	46	0	46	0	11	0	11	0	11
Térmica									2	31	0	33	0	33
Eólica									0	1	0	1	0	1
Transmisión									0	1	0	1	0	1
TOTAL	**0**	**46**	**0**	**46**	**0**	**46**	**0**	**46**	**2**	**44**	**0**	**46**	**0**	**46**

Fuente: Cuestionarios de evaluación de indicios de deterioro CELEC EP

Elaboración: El autor

El indicio A: tiene como propósito evaluar si existen indicios observables de que el valor de la central de generación, línea o subestación de transmisión ha disminuido durante el periodo significativamente más que lo que cabría esperar como consecuencia del paso del tiempo o de su uso normal. Para evaluar este indicio se comparó el costo de construcción de los nuevos proyectos hidroeléctricos, termoeléctricos, líneas y subestaciones de transmisión construidos entre el año 2015 y 2018, con aquellas de características similares y de potencia de generación que se encuentran en operación desde años anteriores al 2015, evidenciándose que el costo de las nuevas centrales, líneas y subestaciones de transmisión son mayores que las que se encuentran en operación desde años anteriores; por lo tanto no se presenta este indicio de deterioro.

El indicio B: tiene como propósito evaluar si durante el periodo han tenido lugar, o van a tener lugar en un futuro inmediato, cambios significativos con una incidencia adversa sobre la entidad, referentes al entorno legal, económico, tecnológico o de mercado en los que éste opera, o bien en el mercado al que está destinado el activo.

En lo referente al entorno legal no se han promulgado nuevas leyes que afecten la situación financiera, el resultado de operaciones y/o las proyecciones financieras de la Corporación.

En lo referente al entorno económico no se ve afectado por la variación de los indicadores económicos como la inflación, precio internacional del petróleo y tasas de interés.

En el campo tecnológico las centrales de generación térmica (turbinas de vapor y gas), al tener un promedio de 25 años los rendimientos no son lo que en la actualidad se puede conseguir con una planta moderna; producto justamente del desgaste propio de sus elementos; sin embargo esto no ha afectado a cumplir con las necesidades de demanda del Sistema Nacional Interconectado; todo esto gracias a los mantenimientos periódicos y modernizaciones que se han efectuado en algunas centrales de generación. Respecto a las centrales de generación hidráulica existen instalaciones modernas y antiguas; sin embargo las antiguas producto de su buena tecnología y procedencia sus rendimientos son los óptimos.

Finalmente en lo que tiene que ver con el mercado se realizó el análisis de aporte de la generación de CELEC EP al Sistema Nacional Interconectado, durante el año 2018 que fue de 21.526,89 GWh, que corresponde al 86.46% de la generación requerida por el país, evidenciándose que no existe reducción de participación en el mercado, más bien a finales del año 2018 se incorporó la central Delsitanisagua (180 MW) y a inicios del año 2019 la central Minas San Francisco (270 MW), por lo cual se avizora que la participación continuará incrementándose en los siguientes años.

El indicio C: tiene como objetivo evaluar si durante el periodo, las tasas de interés de mercado, u otras tasas de mercado de rendimiento de inversiones, han experimentado decrementos que probablemente afecten a la tasa de descuento utilizada para calcular el valor en uso del activo, de forma que su importe recuperable haya aumentado de forma significativa, indicio que no es aplicable para CELEC EP debido a que la tasa de descuento que utiliza para calcular el valor de uso corresponde al promedio de los créditos contratados en años anteriores para la construcción de nuevos proyectos de inversión.

El indicio D: tiene como objetivo evaluar si durante el periodo, el importe en libros de los activos netos de la entidad es mayor que su capitalización bursátil, indicio que no es aplicable para CELEC EP por ser empresa pública, no tiene acciones y todo su patrimonio le pertenece al Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables y por ende al Estado Ecuatoriano.

El indicio E: tiene como objetivo evaluar si se dispone de evidencia sobre la obsolescencia o deterioro físico de un activo, se presentó en dos centrales térmicas: Santa Elena III y Esmeraldas I, indicios que se encuentran debidamente documentados con informes elaborados por el área técnica.

La Central Santa Elena III con una potencia total instalada de 41.7 MW, ha sufrido deterioro por estas razones: a inicios del 2018 la Unidad MC2 presentó un problema debido al diseño no adecuado de los cables y su distribución a la salida del generador sumado a la alta acumulación de suciedad en el interior del equipo generado por la contaminación de hollín, contaminación de gases de escape de la central Santa Elena II, produjeron la degradación prematura del aislamiento de los cables que ocasionaron el cortocircuito entre las fases U y W los cuales se encuentran completamente deteriorados.

En vista de la magnitud del evento de la Unidad MC2 se procedió a realizar inspecciones visuales, pruebas de aislamiento y factor de potencia en los generadores MC1 y MC3 detectando la presencia de alta contaminación y polvo blanco, con este antecedente se coloca fuera de servicio las referidas unidades para la inspección de los generadores, luego del análisis de estos, con el fin de precautelar los equipos son puestos fuera de servicio, encontrándose indisponible con 41.7 MW.

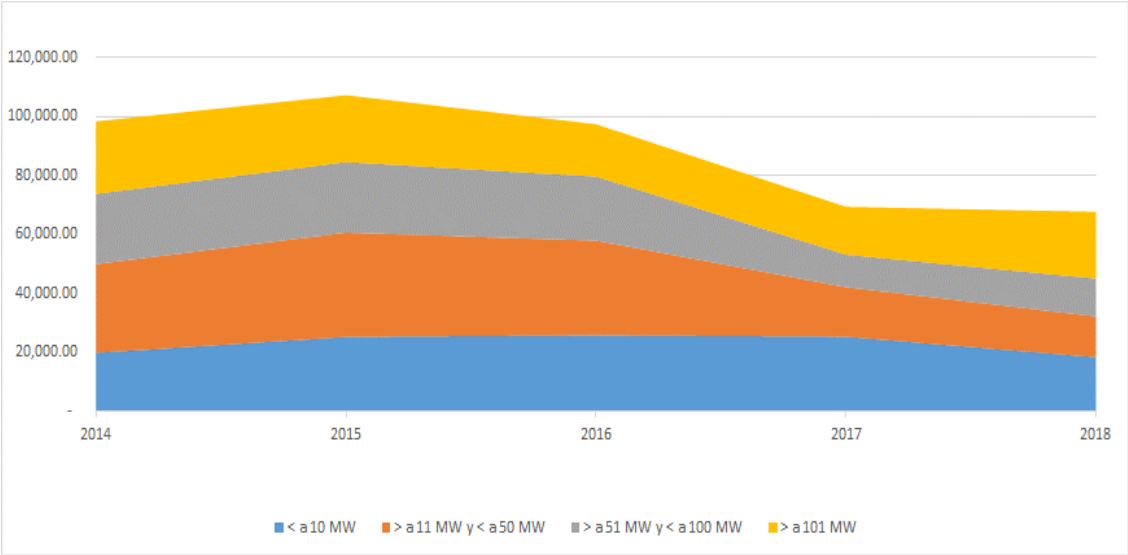
La Central Esmeraldas I de potencia nominal 132.5 MW, cuya torre de enfriamiento es de madera y su condición actual es fin de vida útil, debido a los productos químicos que se inyectan al agua de enfriamiento, la torre trabaja en un ambiente altamente corrosivo y es la causa principal del deterioro de sus componentes, con las reparaciones y mantenimientos se logró mantener operativa la central hasta la presente fecha. También desde hace varios años la caldera de la central empezó con rotura de tubos del SH, economizador, colector domo inferior, paredes y pantallas que causaron pérdida de disponibilidad, en el 2014 se inició el cambio de tubos del SH de alta, media, baja y los conectores del domo inferior, finalmente en junio del 2018 luego de la salida por rotura de tubos, se decidió dejar en 65 MW inflexible, por la condición de los tubos que no soportan movimientos de carga con lo cual se logró mantener operativa y sin fallas a la unidad.

El indicio F: tiene como objetivo evaluar si durante el periodo han tenido lugar, o se espera que tengan lugar en un futuro inmediato, cambios significativos en el

alcance o manera en que se usa o se espera usar el activo, que afectarán desfavorablemente a la entidad, para lo cual se realizó el análisis respectivo cuyos resultados se detallan a continuación:

Para lograr el mínimo costo operativo para el país, el CENACE realizó el despacho óptimo disminuyendo la producción térmica por sus altos costos de producción, debido a la entrada en operación comercial a finales del año 2016 de las centrales hidroeléctricas Coca Codo Sinclair de 1500 MW y Sopladora de 487 MW cuyos costos de producción son bajos. En el Gráfico 2 se evidencia lo indicado:

Gráfico 2. Total de horas de producción de las centrales térmicas por potencia efectiva en MWh periodo 2014 al 2018



Fuente: CELEC EP

Elaboración: El autor

Falta de suministro de gas natural por parte de Petroamazonas EP para la central Termogas Machala que requiere 65 millones de pies cúbicos diarios (MMPCD), en tanto que el promedio diario de entrega en los últimos años se presenta en la Tabla No. 2:

Tabla 2. Promedio diario de entrega de gas natural

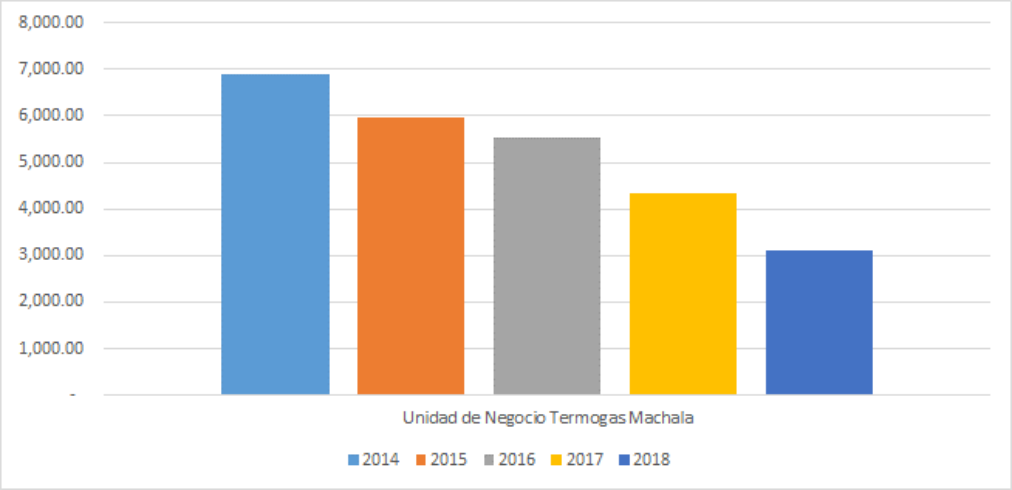
Concepto	2014	2015	2016	2017	2018
Pies Cúbicos diarios	50.07	45.49	44.12	38.60	28.26

Fuente: CELEC EP

Elaboración: El autor

La falta de provisión de gas natural ocasionó la disminución de la producción, conforme se evidencia en el Gráfico 3:

Gráfico 3. Promedio de horas de producción de las central Termogas Machala

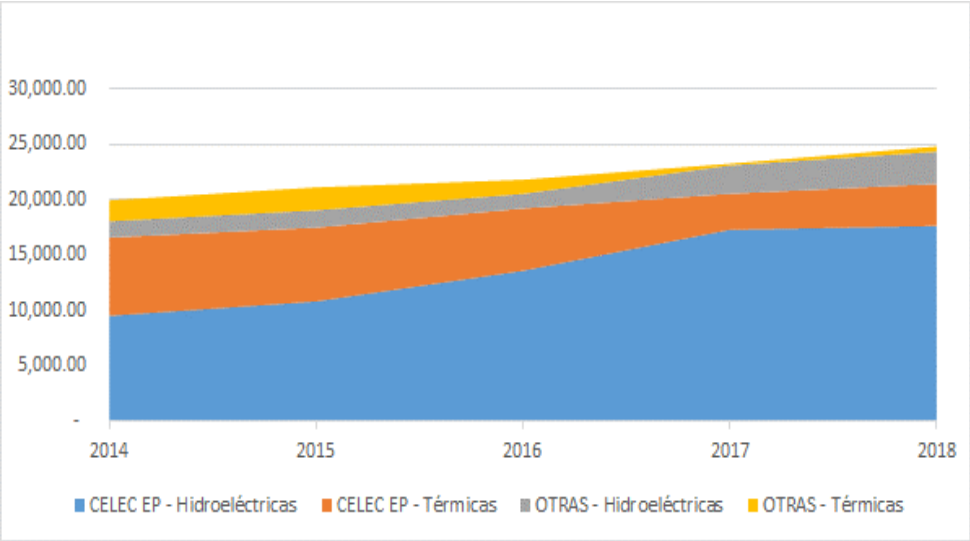


Fuente: CELEC EP

Elaboración: El autor

La disminución de la producción térmica sea por despacho óptimo o por falta de suministro de gas natural, fue compensada con un incremento en la producción hidroeléctrica, con lo cual se cumplió sin ningún problema la demanda requerida a CELEC EP por el país, conforme se evidencia en el Gráfico 4:

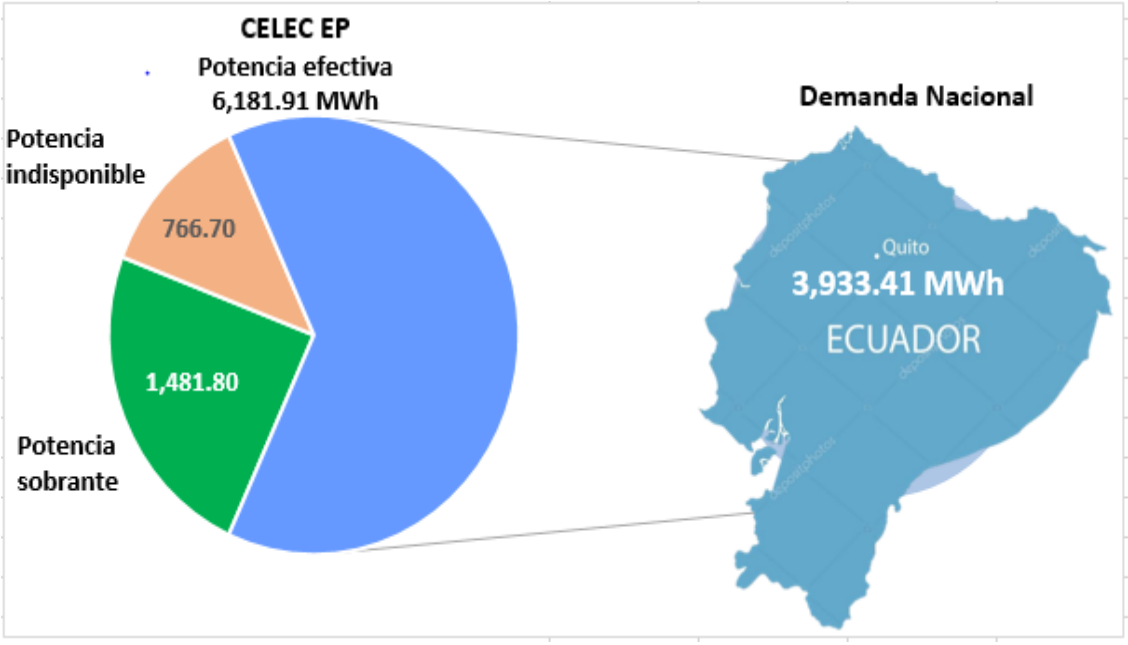
Gráfico 4. Generación del país en GWh periodo 2014 al 2018



Fuente: Operador Nacional de Electricidad - CENACE
Elaboración: El autor

Finalmente con la potencia efectiva de CELEC EP disminuyendo la indisponibilidad generada por fallas, mantenimientos, falta de combustible, terceros y casos fortuitos, se cubre sin ningún inconveniente la demanda del país, incluso se presenta un remanente de energía disponible para la exportación a Colombia y a Perú, con lo cual se demuestra que este indicio no se presenta. En el Gráfico No. 5 se evidencia lo indicado:

Gráfico 5. Potencia efectiva de CELEC EP vs demanda nacional



Fuente: CELEC EP y Operador Nacional de Electricidad - CENACE

Elaboración: El autor

El indicio G: tiene como objetivo evaluar si se dispone de evidencia procedente de informes internos, que indica que el rendimiento económico de la central de generación, línea o subestación de transmisión es, o va a ser, peor que el esperado, no se presenta en ninguna central, línea y subestación de transmisión, por cuanto la proyección de sus vidas útiles no es menor que la estimada por CELEC EP, debido a los mantenimientos preventivos, predictivos y correctivos realizados.

4.3. Procedimientos que Corporación debe aplicar para asegurarse que el valor contable de sus activos no sea mayor que su importe recuperable.

En vista de que se presenta importantes indicios de deterioro en la central Santa Elena III y Esmeraldas I, corresponde formalmente estimar el importe recuperable de la UGE para compararlo con su valor en libros. El importe recuperable es el mayor entre el valor de uso y el valor razonable – costos de venta. Para lo cual partiendo de la metodología propuesta en la presente investigación, se procedió a obtener la tasa de descuento, proyectar los flujos futuros y traerlos a valor presente para la obtención del valor de uso, cuyos resultados se presentan a continuación en la Tabla No. 3 y No. 4.

Tabla 3. Obtención de la tasa de descuento

Institución Financiera	Destino	Tasa de interés
BIESS	Proyectos Termoeléctricos	7.50%
BIESS	Toachi Pilatón	7.65%
Eximbank de Rusia	Toachi Pilatón	7.90%
Eximbank de Rusia	Ciclo Combinado	7.45%
	PROMEDIO	**7.63%**

Fuente: CELEC EP

Elaboración: El autor

Tabla 4. Flujos proyectados 2019 – 2023

Concepto (USD en millones)	AÑOS					
	2019	2020	2021	2022	2023	
INGRESOS	**784.67**	**823.23**	**826.24**	**876.17**	**942.78**	
Ingreso Cargo Fijo Generación	**396.68**	**414.39**	**426.31**	**434.84**	**444.00**	
Adm., Operación y Mantenimiento	*247.96*	*281.98*	*249.48*	*326.89*	*332.38*	
Financiamiento préstamos	50.59	51.77	81.92	44.04	37.99	
Calidad del Servicio	21.62	47.67	60.49	28.79	51.00	
Inversión	76.51	32.97	34.43	35.12	22.63	
Ingreso Cargo Variable Generación	***267.13***	***282.21***	***269.50***	***306.99***	***360.41***	
Ingreso Transmisión	**120.87**	**126.63**	**130.43**	**134.34**	**138.37**	
Adm., Operación y Mantenimiento	*66.88*	*68.28*	*69.31*	*70.00*	*71.22*	
Calidad del Servicio	49.10	50.14	50.89	51.40	53.80	
Inversión	4.88	8.21	10.23	12.95	13.36	
EGRESOS	**581.97**	**632.48**	**588.29**	**703.88**	**764.01**	
Costos Fijos de Generación	***247.96***	***281.98***	***249.48***	***326.89***	***332.38***	
Costos Variables de Generación	***267.13***	***282.21***	***269.50***	***306.99***	***360.41***	
Costos de Transmisión	***66.88***	***68.28***	***69.31***	***70.00***	***71.22***	
FLUJO DE EFECTIVO	**202.71**	**190.75**	**237.95**	**172.29**	**178.77**	
VALOR DE USO	**188.33**	**164.66**	**190.85**	**128.39**	**123.77**	**796.00**

Fuente: CELEC EP

Elaboración: El autor

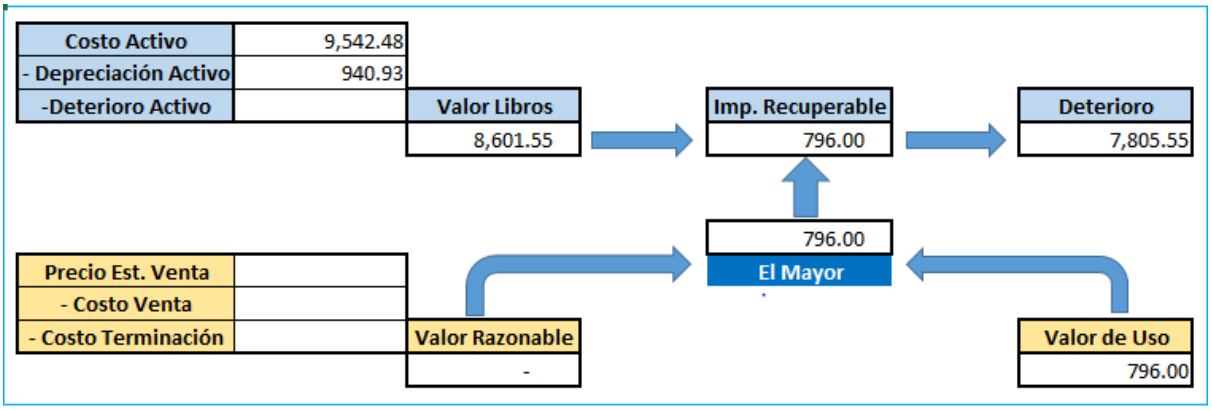
No se realiza una extrapolación debido a que la vida remanente de las centrales de generación, varía significativamente ya que existen centrales que tienen más de 35 años y otras recién entraron a operar a finales del año 2016.

Por otro lado, en consideración a que no existe un mercado activo, CELEC EP tiene como política para la medición posterior de sus activos, reconocerlos en base el modelo del costo o costo atribuido debido a los costos y tiempo que tomaría la

valoración en forma periódica de su propiedad, planta y equipo que como se ha evidenciado en este artículo se encuentra geográficamente en todo el país.

En virtud de lo indicado, se procedió a obtener el importe recuperable, lo cual se puede evidenciar en el siguiente Gráfico No. 6.

Gráfico 6. Obtención del importe recuperable expresado en millones



Fuente: CELEC EP

Elaboración: El autor

Al no tener el valor razonable, se considera únicamente el valor de uso como importe recuperable, por lo que el registro contable del deterioro sería el siguiente:

Concepto	Debe	Haber
Gasto de deterioro	7.805.55	
Provisión de deterioro		7.805.55

Estos valores son inmanejables, por cuanto representaría una pérdida inexplicable que no obedece a una realidad particular como lo es para CELEC EP. Es por ello que para aplicar adecuadamente la NIC 36, se necesita contar también con el valor razonable, lo cual se puede demostrar en el resultado de la consultoría realizada por la UCE – Proyectos EP para la valoración de la propiedad, planta y equipo de la Unidad de Negocio Termogas Machala en el año 2017, compuesta de dos centrales de generación: TG1 y TG2, en la cual se puede evidenciar que el valor razonable es 4 veces mayor que el valor de uso, por lo que se considera éste como importe recuperable. Los resultados se presentan en la Tabla 5.

Tabla 5. Resultados de la Valoración centrales de Termogas Machala

Central (USD en millones)	Valor Contable	Depreciación Acumulada	Valor en libros	Valor Razonable	Valor de Uso	Importe Recuperable	Deterioro
TGM - 1	60.03	(12.88)	47.16	42.94	19.54	42.94	(4.21)
TGM - 2	111.79	(14.22)	97.57	73.79	9.55	73.79	(23.78)
Total	**171.82**	**(27.09)**	**144.73**	**116.73**	**29.09**	**116.73**	**(28.00)**

Fuente: CELEC EP

Elaboración: El autor

5. Conclusiones y recomendaciones

- La Unidad Generadora de Efectivo determinada producto de la presente investigación es toda la Corporación, por la complementariedad que se presenta, empezando por el segmento de generación, en época de invierno la generación se la realiza en mayor cantidad con las hidroeléctricas de la vertiente oriental, en tanto que en época de estiaje la producción térmica y las hidroeléctricas de la vertiente del pacífico incrementan su producción, satisfaciendo de esta manera la demanda de energía del país; de igual manera el segmento de generación se complementa con el de transmisión, por cuanto no se puede producir energía y tenerla almacenada, necesariamente tiene que ser evacuada a través de las líneas y subestaciones de transmisión, por lo tanto no puede haber transmisión sin antes haber generación.
- El CENACE es el organismo que controla la producción en función del despacho económico óptimo de las centrales de generación, con la finalidad de obtener el mínimo costo horario posible de electricidad, considerando parámetros como: eficiencia, economía, seguridad y calidad, los cuales hacen que la generación hidroeléctrica sea la predominante, desplazando en una buena medida a la generación térmica que utiliza combustibles con altos costos de producción, por lo que no se presenta indicios de deterioro por la disminución de la producción térmica.
- La ARCONEL define la tarifa que tendrá que pagar un consumidor o usuario final del suministro de energía eléctrica, para cubrir los costos de la actividad de generación y transmisión operada en forma óptima, la tarifa no incluye rubros para recuperar la inversión, por cuanto el financiamiento de la infraestructura proviene principalmente del Presupuesto General del Estado, sin embargo con los valores

aprobados a través de la tarifa se asegura la administración, operación y mantenimiento de las centrales de generación, líneas y subestaciones de transmisión, no dando margen a generar rentabilidad.

- El indicio de deterioro identificado en la Corporación es el "E" referente a la obsolescencia o deterioro físico de un activo presentado en las centrales térmicas: Santa Elena III y Esmeraldas I con una afectación de 109.20 MW de potencia no despachada.

- El indicio de deterioro "F" referente al alcance o manera en que se usa o se espera usar el activo, siendo al más relevante dentro del análisis de la presente investigación, no tiene afectación en CELEC EP, debido a que si bien es cierto hay una disminución en la producción con generación térmica, sea por condiciones de despacho económico óptimo o por falta de suministro de gas natural, en la práctica es compensada con mayor generación hidroeléctrica satisfaciendo la demanda del país, razón por la cual no se ve afectada desfavorablemente; sin embargo para lo futuro se debe analizar si con la pretensión del gobierno de atraer inversión extranjera para la construcción de nuevos proyectos eólicos y fotovoltaicos se sigue manteniendo esta complementariedad o en su caso ya sea necesario prescindir de algunas centrales térmicas ocasionando deterioro.

- El reconocimiento posterior de la propiedad, planta y equipo se lo realiza a través del método del costo o costo atribuido; por lo que no se cuenta con el valor razonable para compararlo con el valor de uso y determinar un importe recuperable más estable o real. Al obtener la depreciación por el método de unidades de producción para las centrales térmicas, su valor es bajo debido a la disminución de su producción, por lo que se concluye que el método más apropiado para el reconocimiento posterior debería ser el de revalorización, de tal manera que ante el mínimo valor de uso obtenido, el valor razonable sea considerado como importe recuperable para su comparación con el valor en libros, corrigiendo de esta manera cualquier deterioro que se pueda presentar.

- Por la particularidad del sector eléctrico ecuatoriano a través del cual la tarifa cubre costos y gastos, que asegura que CELEC EP no va a perder, siempre tendrá los recursos suficientes para garantizar la administración, operación y mantenimiento de las centrales de generación, líneas y subestaciones de transmisión, el valor del deterioro resultante de la comparación del importe recuperable con el valor en libros de USD 7.805,54 millones no es procedente para su registro en los estados financieros.

- Debería revisarse la metodología para establecer la tarifa, de tal manera que al igual que la establecida para las empresas privadas y países vecinos como Colombia y Perú, permita recuperar los costos de inversión y obtener un margen de rentabilidad, lo cual significará que CELEC EP pueda ser autosustentable y autosostenible para lo futuro, sin dependencia del Presupuesto General del Estado para la construcción de nuevos proyectos de inversión en beneficio del país.
- Se debe desarrollar y documentar una política de deterioro debidamente aprobada por la máxima autoridad de CELEC EP, que involucre aspectos tales como: definición de la unidad generadora de efectivo, indicadores de deterioro a evaluar, uso de cuestionarios, factores a considerar para la medición del monto recuperable, presentación y revelaciones.
- Realizar nuevos análisis de la aplicabilidad del deterioro en el sector eléctrico, una vez que la metodología de cálculo de la tarifa sea revisada y se empiecen a evidenciar los resultados de la Ley de Fomento Productivo, Alianzas Públicas - Privadas y Concesiones.

6. Referencias

Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL). (2018). Estadistica Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2018. Obtenido de https://www.regulacionelectrica.gob.ec/boletines-estadisticos/

Asamblea Nacional . (2015). Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica. Quito, Ecuador.

Castellanos, H. (2015). Medición de activos no financieros. Un análisis de los elementos que intervienen en la decisión de la gerencia al optar por el modelo del valor razonable. Cuadernos de Contabilidad, 16(40), 41-71.

CELEC EP. (2018). Estados Financieros.

CELEC EP. (2018). Informe de gestión .

CELEC EP. (2018). Reporte horas de producción de las central Termogas Machala periodo 2014 al 2018.

CELEC EP. (2018). Reporte horas de producción de las centrales térmicas por potencia efectiva en MWh periodo 2014 al 2018.

Condo Cajas, M., & Ortiz Cárdenas, D. (2017). Análisis del deterioro de valor en propiedad, planta y equipo según NIC 36 en el sector de industrias manufactureras de elaboración de productos lácteos, caso de estudio: Lácteos San Antonio S.A. Cuenca.

Espinoza Calderón, I. F. (2015). Análisis, cálculo e impacto del deterioro en el valor de los activos bajo las NIC 16, 36 y 38 en la unidad generadora de efectivo de la industria de transporte de petróleo crudo ecuatoriano. Quito.

Fundación IFRS. (2018). Las Normas NIIF Ilustradas Parte A. London, Reino Unido: Departamento de Publicaciones de la Fundación IFRS.

García Suárez, P. (2015). El deterioro del valor de los activos. Revista de Contabilidad y Dirección, 79-100.

Gómez, O., & Álvarez, R. (2013). Mediciones a valor razonable en la contabilidad financiera. Cuadernos de Contabilidad, 14(35), 441 - 461.

Levinaseets Activos Corporativos Ecuador S.A. (LEVIN). (2012). Avalúo de la Central Hidroeléctrica Marcel Laniado de Wind.

Levinaseets Activos Corporativos Ecuador S.A. (LEVIN). (2015). Avalúo de la Central Hidroeléctrica Marcel Laniado de Wind.

Nikolaev, V., & Christensen, H. (Enero de 2013). Does Fair Value Accounting for Non-Financial Assets Pass the Market Test? Chicago.

Operador Nacional de Electricidad - CENACE. (2014). Informe anual de gestión. Obtenido de

http://www.cenace.org.ec/index.php?option=com_phocadownload&view=category&id=6:phocatinfanuales&Itemid=50

Operador Nacional de Electricidad - CENACE. (2015). Informe anual de gestión. Obtenido de http://www.cenace.org.ec/index.php?option=com_phocadownload&view=category&id=6:phocatinfanuales&Itemid=50

Operador Nacional de Electricidad - CENACE. (2016). Informe anual de gestión. Obtenido de http://www.cenace.org.ec/index.php?option=com_phocadownload&view=category&id=6:phocatinfanuales&Itemid=50

Operador Nacional de Electricidad - CENACE. (2017). Informe anual de gestión. Obtenido de http://www.cenace.org.ec/index.php?option=com_phocadownload&view=category&id=6:phocatinfanuales&Itemid=50

Operador Nacional de Electricidad - CENACE. (2018). Informe Anual de gestión. Obtenido de http://www.cenace.org.ec/index.php?option=com_phocadownload&view=category&id=6:phocatinfanuales&Itemid=50

Otal Franco, S. H., & Serrano García, R. (2006). Reconocimiento y valoración de los activos fijos no financieros en las Normas Internacionales de Información Financiera. Saberes, 4.

Pricewaterhousecoopers. (2013). Valoración de la Propiedad, Planta y Equipo de CELEC EP.

Rámirez , J., Del Toro, J., & Gil, M. (2017). El deterioro del valor de los activos desde la perspectiva del nuevo modelo económico. Revista Cubana de Finanzas y Precios, 1(2).

UCE - Proyectos EP de la Universidad Central del Ecuador. (2017). Valoración de la maquinaria y equipo de CELEC EP - Unidad de Negocio Termogas Machala.