



Facultad de Ciencias Económicas y de Administración
Universidad de la República

FACULTAD DE CIENCIAS ECONOMICAS DE LA UNIVERSIDAD DE LA REPUBLICA

TRABAJO DE INVESTIGACION MONOGRAFICA PARA OBTENER EL TITULO DE CONTADOR PUBLICO

RECONOCIMIENTO DE INGRESOS EN EMPRESAS PRODUCTORAS DE ENERGÍAS RENOVABLES



AUTORES:

ANA BELEN GONZALEZ FIGUEROA
LUIS IGNACIO SORHUET TEDESCO

TUTOR: FABRIZIO SOLIA
COORDINADOR: WALTER ROSSI

MONTEVIDEO
URUGUAY
2011

PAGINA DE APROBACION

FACULTAD DE CIENCIAS ECONOMICAS Y ADMINISTRACION

El tribunal docente integrado por los abajo firmantes aprueba la Monografía:

Título

.....
.....

Autor/es

.....
.....

Tutor

.....

Carrera

.....

Cátedra

.....

Puntaje

.....

Tribunal

Profesor..... (Nombre y firma).

Profesor..... (Nombre y firma).

Profesor..... (Nombre y firma).

Agradecimientos

Queremos agradecer en primer lugar a nuestro tutor y coordinador, Cr. Fabrizio Solia y Cr. Walter Rossi respectivamente. A las empresas que colaboraron con la información pertinente para la realización de esta monografía, UPM S.A, Agroland S.A. y Bioener S.A. A los compañeros, amigos y docentes, por el intercambio de conocimientos. A todas las demás personas que no fueron citadas, pero que de alguna manera directa o indirecta contribuyeron a la realización de este trabajo. Por último, agradecemos enormemente el apoyo incondicional y constante de nuestras familias y amigos.

Resumen Ejecutivo

El propósito de este trabajo es realizar un análisis, en primer lugar, sobre el reconocimiento de ingresos en empresas productoras de energía eléctrica a partir de fuentes renovables como ser biomasa y energía eólica, y en segundo lugar verificar la aplicabilidad de la IFRIC 12 Acuerdo de concesión de servicios, esta interpretación, sirve de guía contable para los operadores de los acuerdos de concesión de servicios públicos a privados. Nuestro análisis intenta ser una guía para aquellas empresas que evalúen la posibilidad de aplicar dicha interpretación a este sector de la industria.

Para cumplir con dicho propósito, iniciamos nuestro trabajo entendiendo los conceptos jurídicos relacionados con esta actividad. Seguidamente analizamos el marco contable que establece el criterio para reconocer los ingresos. Posteriormente profundizamos en la operativa y el proceso contable para reconocer los ingresos por venta de energía eléctrica en las siguientes empresas: UPM S.A., Bioener S.A., Empresa X y Agroland S.A. a través de entrevistas realizadas con personal perteneciente a las mismas. Por último evaluamos la posibilidad de aplicar la IFRIC 12 en este tipo de organizaciones.

Fundamentalmente concluimos que la NIC 18 contempla la realidad de cada una de las empresas y es correctamente aplicada por éstas. Además verificamos que para que la IFRIC 12 sea aplicable a las mismas deben existir cambios sustanciales en la operativa de las empresas que componen este sector actualmente.

Tabla de Contenidos

1. Introducción
2. Marco Teórico
 - 2.1 Normas Contables
 - 2.2 Decretos reglamentarios
3. Energías Renovables
 - 3.1 Biomasa
 - 3.1.1 UPM S.A.
 - 3.1.2 Bioener S.A.
 - 3.2 Energía Eólica
 - 3.2.1 Empresa X
 - 3.2.2 Agroland S.A.
4. Análisis de los diferentes criterios contables
 - 4.1 Conclusiones NIC 18
 - 4.2 Aplicación de la IFRIC 12 para las empresas productoras de energía eléctrica a partir de recursos renovables
5. Conclusiones Finales

1. Introducción

Para introducirnos en este tema se consultaron investigaciones relacionadas con los motivos que dan inicio al desarrollo de energías limpias (Gardiner, 1995), (BMW, 2005), (Perdices, 2004) que indican que el modelo energético actual se basa mayoritariamente en el consumo de combustibles fósiles para el transporte y la generación de energía eléctrica. Hoy en día, dos factores ponen en entredicho la supervivencia de este modelo. Dichos factores son el agotamiento de las reservas de combustible y el calentamiento global.

Según estos autores existe un consenso generalizado sobre el hecho de que tarde o temprano, el ser humano deberá dejar de utilizar los combustibles fósiles como su principal fuente de energía primaria e inclinarse por fuentes más seguras, abundantes y menos dañinas para el medio ambiente.

En estas investigaciones se menciona que actualmente la utilización de combustibles fósiles representa el 97% de la energía primaria que se consume en el mundo, 38% es carbón, 40% es petróleo y 19% es gas natural. Estas formas de energía primaria contaminan el medio ambiente y provienen de recursos naturales no renovables. El petróleo durará unos 45 años más, el gas natural 65 y el carbón 230, lo que nos obliga a pensar en energías alternativas que cubran ese déficit y sean menos perjudiciales. Existen diversas opciones de generación eléctrica distintas a los combustibles fósiles que podrían mitigar la dependencia de estos

recursos escasos y contaminantes. Algunas de estas opciones ya están disponibles y ya son utilizadas por algunos países y otras son meras hipótesis. Cada una de estas opciones genera distintos y enfrentados puntos de vista sobre sus supuestas ventajas y desventajas.

En el mundo entero son cada vez más evidentes los esfuerzos por implementar empresas productoras de estas energías renovables y Uruguay no es la excepción.

En la actualidad este tema está tomando cada vez más importancia y los esfuerzos no solo se ven a nivel privado sino también a nivel público, según información proporcionada por el Ministerio de Industria, Energía y Minería, en su página de internet, en la sección Política energética 2005 – 2030, pretende en el corto plazo (2015) que la participación de las fuentes renovables no tradicionales (eólica, solar, biomasa, geotérmica, biocombustible y microgeneración hidráulica) llegue al 15% de la generación de energía eléctrica. En el mediano plazo (2020) se espera alcanzar el nivel óptimo en relación al uso de energías renovables, en particular la utilización de la energía eólica, biomasa, solar, geotérmica y biocombustibles. En el largo plazo (2030) se pretende que el modelo energético del país sea modelo a nivel mundial, que cuente con la instalación de empresas líderes en el sector y alcance una integración energética regional.

Dentro de este panorama, nuestro trabajo ha sido dirigido a comprender los criterios contables adoptados en el reconocimiento de ingresos que utilizan las distintas empresas productoras de energía eléctrica, a partir de este tipo de energías renovables en nuestro país. Consideramos que los ingresos son uno de

los factores claves que reflejan la gestión económica de una empresa teniendo, en este caso particular, un componente complejo como es la fuente a través de la cual se genera la energía eléctrica.

Nuestro trabajo se basa en la comparación de los criterios utilizados en empresas productoras de energía eléctrica en base a materias renovables con distintos procesos productivos. Entre ellas seleccionamos aquellas que lo hacen en base a energía eólica y biomasa ya que consideramos que son las más utilizadas actualmente en el Uruguay. La energía eólica es la energía obtenida del viento, es decir, la energía cinética generada por el efecto de las corrientes de aire y que es transformada en otras formas útiles para las actividades humanas. Biomasa es la materia orgánica de origen vegetal o animal, incluyendo los materiales procedentes de su transformación natural o artificial. Se distinguen varios tipos de biomasa según la procedencia de las sustancias empleadas, como la biomasa vegetal, relacionada con las plantas en general (troncos, ramas, tallos, frutos, restos y residuos vegetales, etc.); y la biomasa animal obtenida a partir de sustancias de origen animal (grasas, restos, excrementos, etc.).

La investigación pretende determinar si:

- 1) las empresas seleccionadas mantienen un criterio contable uniforme al momento de reconocer los ingresos por venta de energía eléctrica ya sea que la materia prima sea biomasa o energía eólica.
- 2) En un ámbito más global saber si todas las empresas seleccionadas mantienen el mismo método de reconocimiento para los ingresos producidos

por la generación de energía eléctrica fruto de la utilización de las energías renovables no convencionales.

- 3) Concluir si él o los métodos contables utilizados para reconocer el ingreso por venta de energía eléctrica se ajustan a los lineamientos establecidos en las normas contables adecuadas en Uruguay vigentes a la fecha del presente trabajo.

2. Marco Teórico

2.1 Normas Contables

NIC 18 Reconocimiento de Ingresos (revisada en 1993) (AIN, 2011)

Dado que resulta conveniente mantener actualizadas las normas contables adecuadas en el país, teniendo en cuenta el proceso de integración, la globalización de las economías y el alto grado de aceptación de las mismas se derivó el 31 de julio de 2007 en el decreto 266/007. El referido decreto aprueba como norma contable adecuada de aplicación obligatoria, las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (International Accounting Standard Board – IASB), traducidas al idioma español según autorización del debido Consejo y publicadas por la página web de Auditoría Interna de la Nación. Este decreto se detalla en profundidad en el capítulo 3 sección 3.1 Marco Normativo Contable.

Los ingresos son definidos, en el Marco Conceptual para la Preparación y Presentación de Estados Financieros, como incrementos en los beneficios económicos, producidos a lo largo del periodo contable, en forma de entradas o incrementos de valor de los activos, o bien como disminuciones de los pasivos, que dan como resultado aumentos del patrimonio neto y no están relacionados con las aportaciones de los propietarios de la entidad. El concepto de ingreso comprende tanto los ingresos ordinarios en sí como los otros ingresos. Los ingresos ordinarios propiamente dichos surgen en el curso de las actividades ordinarias de la entidad y adoptan una gran variedad de nombres, tales como

ventas, comisiones, intereses, dividendos y regalías. El objetivo de la NIC 18 es establecer el tratamiento contable de los ingresos ordinarios que surgen de ciertos tipos de transacciones y otros eventos.

La principal preocupación en la contabilización de ingresos ordinarios según la NIC 18 es determinar cuándo deben ser reconocidos. Esta Norma identifica las circunstancias en las cuales se cumplen estos criterios para que los ingresos ordinarios sean reconocidos. También provee guías prácticas para la aplicación de estos criterios.

Según la NIC 18 los ingresos se deben reconocer cuando se cumplen las siguientes dos condiciones:

es probable que los beneficios económicos futuros fluyan hacia la empresa, y
estos beneficios puedan ser medidos confiablemente

Dicha norma, define los siguientes términos:

Ingreso ordinario: es la entrada de beneficios económicos brutos, que surgen de las actividades ordinarias de una empresa, siempre que la misma de lugar a un aumento en el patrimonio neto, que no esté relacionado con los aportes de los propietarios a ese patrimonio.

Valor razonable: es el importe por el cual puede ser intercambiado un activo, o cancelado un pasivo, entre un comprador y un vendedor interesados y debidamente informados, que realizan una transacción libre.

Medición del ingreso:

La cuantificación del ingreso a reconocer, generalmente, está establecida en las cláusulas del contrato entre la empresa y el comprador de los bienes o servicios, o por acuerdo entre los compradores y la empresa.

El ingreso, según el párrafo 9 de la NIC 18, debe ser medido al valor razonable de la prestación recibida o a recibirse, neta de cualquier descuento comercial o por volumen, autorizado por la empresa.

Cuando la prestación se difiere, el valor razonable de la prestación será un importe menor que el valor nominal de la misma. La diferencia entre dichos valores o descuento representa el valor tiempo del dinero que se reconoce como intereses.

Con frecuencia, la prestación no se recibe en forma inmediata al momento en que se produce la transacción generadora del ingreso, sino que el efectivo se recibe un corto tiempo después, dependiendo las demoras de los términos comerciales utilizados por las partes. En estas circunstancias, la extensión de los términos comerciales usuales, no requiere que la obligación del cliente sea descontada porque el efecto es inmaterial.

El párrafo 13 de la NIC 18 establece que: normalmente, el criterio usado para el reconocimiento de ingresos ordinarios en esta Norma se aplicará por separado a cada transacción. No obstante, en determinadas circunstancias es necesario aplicar tal criterio de reconocimiento, por separado, a los componentes identificables de

una única transacción, con el fin de reflejar la sustancia de la operación. Por ejemplo, cuando el precio de venta de un producto incluye una cantidad identificable a cambio de algún servicio futuro, tal importe se diferirá y reconocerá como ingreso en el intervalo de tiempo durante el que tal servicio será ejecutado. A la inversa, el criterio de reconocimiento será de aplicación a dos o más transacciones, conjuntamente, cuando las mismas están ligadas de manera que el efecto comercial no puede ser entendido sin referencia al conjunto completo de transacciones. Por ejemplo, una entidad puede vender bienes y, al mismo tiempo, hacer un contrato para recomprar esos bienes más tarde, con lo que se niega el efecto sustantivo de la operación, en cuyo caso las dos transacciones han de ser contabilizadas de forma conjunta.

Venta de Bienes

Según el párrafo 14 de la NIC 18 los ingresos ordinarios procedentes de la venta de bienes deben ser reconocidos y registrados en los estados contables cuando se cumplen todas y cada una de las siguientes condiciones:

- (a) la entidad ha transferido al comprador los riesgos y ventajas, de tipo significativo, derivados de la propiedad de los bienes;
- (b) la entidad no conserva para sí ninguna implicación en la gestión corriente de los bienes vendidos, en el grado usualmente asociado con la propiedad, ni retiene el control efectivo sobre los mismos;
- (c) el importe de los ingresos ordinarios puede ser medido con fiabilidad;

- (d) es probable que la entidad reciba los beneficios económicos asociados con la transacción; y
- (e) los costos incurridos, o por incurrir, en relación con la transacción pueden ser medidos con fiabilidad.

Según el párrafo 15 de la NIC 18, el proceso de evaluación de cuándo una entidad ha transferido al comprador los riesgos y ventajas significativos, que implica la propiedad, requiere un examen de las circunstancias de la transacción. En la mayoría de los casos, la transferencia de los riesgos y ventajas de la propiedad coincidirá con la transferencia de la titularidad legal o el traspaso de la posesión al comprador. Este es el caso en la mayor parte de las ventas al por menor. En otros casos, por el contrario, la transferencia de los riesgos y las ventajas de la propiedad tendrá lugar en un momento diferente del correspondiente a la transferencia de la titularidad legal o el traspaso de la posesión de los bienes. Esta evaluación deberá hacerse siempre para poder conocer con certeza el momento del traspaso de los riesgos y beneficios.

El párrafo 16 de la NIC 18 determina que si la empresa retiene, de forma significativa, riesgos de la propiedad, la transacción no será una venta y por tanto no se reconocerán los ingresos ordinarios. Una empresa puede retener riesgos significativos de diferentes formas. Ejemplos de situaciones en las que la empresa puede conservar riesgos y ventajas significativos, correspondientes a la propiedad, son los siguientes:

- (a) cuando la empresa asume obligaciones derivadas del funcionamiento insatisfactorio de los productos, que no entran en las condiciones normales de garantía;
- (b) cuando la recepción de los ingresos ordinarios de una determinada venta es de naturaleza contingente porque depende de la obtención, por parte del comprador, de ingresos ordinarios derivados de la venta posterior de los bienes;
- (c) cuando los bienes se venden junto con la instalación de los mismos y la instalación es una parte sustancial del contrato, siempre que ésta no haya sido todavía completada por parte de la empresa; y
- (d) cuando el comprador, en virtud de una condición pactada en el contrato, tiene el derecho de rescindir la operación y la empresa tiene incertidumbre acerca de la posibilidad de que esto ocurra.

El párrafo 17 de la NIC 18 expresa que si una entidad conserva sólo una parte insignificante de los riesgos y las ventajas derivados de la propiedad, la transacción es una venta y por tanto se procederá a reconocer los ingresos ordinarios.

Los ingresos ordinarios y los gastos, relacionados con una misma transacción o evento, se reconocerán de forma simultánea. Este proceso se denomina habitualmente con el nombre de correlación de gastos con ingresos.

Prestación de Servicios

Según el párrafo 20 de la NIC 18 cuando el resultado de una transacción, que suponga la prestación de servicios, pueda ser estimado con fiabilidad, los ingresos ordinarios asociados con la operación deben reconocerse, considerando el grado de terminación de la prestación a la fecha del balance. El resultado de una transacción puede ser estimado con fiabilidad cuando se cumplen todas y cada una de las siguientes condiciones:

- (a) el importe de los ingresos ordinarios pueda medirse con fiabilidad;
- (b) es probable que la entidad reciba los beneficios económicos derivados de la transacción;
- (c) el grado de terminación de la transacción, en la fecha del balance, pueda ser medido con fiabilidad; y
- (d) los costos ya incurridos en la prestación, así como los que quedan por incurrir hasta completarla, puedan ser medidos con fiabilidad.

Según establece el párrafo 21 de la NIC 18, el reconocimiento de los ingresos ordinarios por referencia al grado de terminación de una transacción se denomina habitualmente con el nombre de método del porcentaje de terminación o grado de avance. Bajo este método, los ingresos ordinarios se reconocen en los períodos contables en los cuales tiene lugar la prestación del servicio. El reconocimiento de los ingresos ordinarios con esta base suministrará información útil sobre la medida de la actividad de servicio y su ejecución en un determinado período.

Cuando el resultado de una transacción, que implique la prestación de servicios, no pueda ser estimado de forma fiable, los ingresos ordinarios correspondientes deben ser reconocidos como tales sólo en la cuantía de los gastos reconocidos que se consideren recuperables.

La NIC 18 en su párrafo 26 determina que cuando el resultado final de una transacción no pueda estimarse de forma fiable, y no sea probable que se recuperen tampoco los costos incurridos en la misma, no se reconocerán ingresos ordinarios, pero se procederá a reconocer los costos incurridos como gastos del período. Cuando desaparezcan las incertidumbres que impedían la estimación fiable del correcto desenlace del contrato, se procederá a reconocer los ingresos ordinarios derivados

Información a Revelar

Según el párrafo 35 de la NIC 18 la entidad debe revelar la siguiente información en sus estados financieros:

- (a) las políticas contables adoptadas para el reconocimiento de los ingresos ordinarios, incluyendo los métodos utilizados para determinar el porcentaje de terminación de las operaciones de prestación de servicios;
- (b) la cuantía de cada categoría significativa de ingresos ordinarios, reconocida durante el período, con indicación expresa de los ingresos procedentes de:
 - (i) venta de bienes;

- (ii) prestación de servicios;
 - (iii) intereses;
 - (iv) regalías;
 - (v) dividendos; y
- (c) el importe de los ingresos ordinarios producidos por intercambios de bienes o servicios incluidos en cada una de las categorías anteriores de ingresos.

IFRIC 12: Acuerdo de Concesión de Servicios (AIN, 2011)

Antecedentes

El IFRIC (International Financial Reporting Interpretation Committee), en español, Comité Internacional de Interpretación de Información Financiera se encarga de no sólo interpretar sino de marcar una guía en ausencia de normas contables para situaciones específicas, vacíos normativos. La IFRIC 12 fue emitida en noviembre 2006 y surge como respuesta a la necesidad de los operadores de saber cómo contabilizar la infraestructura construida por ellos, la que habrían adquirido en el marco del acuerdo de concesión de servicio público a privado o a la que se le dio el acceso para proveer servicio público.

La IFRIC 12 en su párrafo número 2 determina que un acuerdo que esté dentro del alcance de esta Interpretación involucra habitualmente a una entidad del sector privado (un operador) que construye o mejora la infraestructura utilizada para proporcionar el servicio público (por ejemplo, mediante el incremento de su

capacidad) y que opera y mantiene esa infraestructura durante un período especificado. El operador recibe pagos por sus servicios durante el tiempo del acuerdo. Éste se rige por un contrato que establece los niveles de ejecución, los mecanismos para ajustar los precios y los acuerdos para arbitrar disputas. Tal acuerdo a menudo se describe como un acuerdo de concesión de un “servicio público a un operador privado”.

Una característica primordial de estos acuerdos de servicios es la naturaleza de servicio público de la obligación asumida por el operador. El acuerdo de servicio obliga contractualmente al operador a proporcionar los servicios al público en nombre de la entidad del sector público. Otras características comunes son:

- (a) la parte que concede el acuerdo de servicio (la concedente) es una entidad del sector público, incluyendo a los organismos gubernamentales, o bien una entidad del sector privado en la que se ha delegado la responsabilidad del servicio.
- (b) el operador es responsable al menos de una parte de la gestión de la infraestructura y servicios relacionados y no actúa simplemente como un agente por cuenta de la concedente.
- (c) el contrato establece los precios iniciales que debe recaudar el operador y regula las revisiones de precios durante el periodo de acuerdo del servicio.

(d) el operador está obligado a entregar la infraestructura a la concedente en unas condiciones especificadas al final del periodo del acuerdo, sin contraprestación o con una contraprestación pequeña, independientemente de cuál haya sido la parte que la haya financiado inicialmente.

Alcance

Esta Interpretación proporciona guías para la contabilización de los acuerdos de concesión de servicios públicos a un operador privado.

La IFRIC 12 es aplicable a los acuerdos de concesión de servicios públicos de un operador privado si:

- (a) la concedente controla o regula qué servicios debe proporcionar el operador con la infraestructura, a quién debe suministrarlos y a qué precio; y
- (b) la concedente controla —a través de la propiedad, del derecho de usufructo o de otra manera— cualquier participación residual significativa en la infraestructura al final del plazo del acuerdo.

La infraestructura usada en acuerdos de concesión de servicios públicos a un operador privado durante toda su vida útil (toda la vida de los activos) queda dentro del alcance de esta Interpretación si se cumplen las condiciones contenidas en el párrafo 5(a).

Esta Interpretación se aplica tanto a:

- (a) las infraestructuras que el operador construya o adquiera de un tercero para ser destinadas al acuerdo de prestación de servicios; como a

(b) las infraestructuras ya existentes a las que el operador tenga acceso, con el fin de prestar los servicios previstos en la concesión, por acuerdo de la entidad concedente.

Esta Interpretación no especifica la forma de contabilizar las infraestructuras que hubiera reconocido y mantuviera como inmovilizado material el operador antes del comienzo del acuerdo de servicio. A tales infraestructuras se aplican los requerimientos de baja tal como lo establece la NIC 16.

Esta Interpretación no aborda la contabilización a llevar a cabo por las entidades concedentes.

Problemas

Los problemas tratados en esta Interpretación son:

- (a) tratamiento de los derechos del operador sobre la infraestructura (párrafo 11);
- (b) reconocimiento y medición de la contraprestación del acuerdo;
- (c) servicios de construcción o mejora;
- (d) servicios de operación;
- (e) costos por préstamos;
- (f) tratamiento contable posterior de los activos financieros y los activos intangibles; y
- (g) elementos proporcionados al operador por la concedente.

Acuerdo

Tratamiento de los derechos del operador sobre la infraestructura

Las infraestructuras que entran dentro del alcance de esta Interpretación no deben ser reconocidas como elementos de propiedad, planta y equipo del operador, porque el acuerdo contractual de servicios no otorga a éste el derecho a usarlas. El operador tiene acceso a la operación de la infraestructura para proporcionar el servicio público en nombre de la concedente, de acuerdo con los términos especificados en el contrato.

Reconocimiento y medición de la contraprestación del acuerdo

Según los términos de los acuerdos que constituyen el alcance de la Interpretación, el operador actúa como un suministrador de servicios. El operador construye o mejora la infraestructura (servicios de construcción o mejora) utilizada para proporcionar un servicio público y la opera y mantiene (servicios de operación) durante un periodo de tiempo específico.

El párrafo 13 de la IFRIC 12 establece que el operador debe reconocer y medir los ingresos de actividades ordinarias, para los servicios que preste, de acuerdo con las NIC 11 (Contratos de Construcción) y 18. Si el operador presta más de un servicio (es decir, servicios de construcción o mejora y servicios de operación) bajo un mismo contrato o acuerdo, la contraprestación recibida o por recibir debe ser distribuida tomando como referencia los valores razonables relativos de los

servicios prestados, cuando los importes sean identificables por separado. La naturaleza de la contraprestación determina su tratamiento contable posterior.

Servicios de construcción o de mejora

En su párrafo 14 la IFRIC 12 expresa que el operador debe contabilizar los ingresos de actividades ordinarias y los costos relacionados con los servicios de construcción o de mejora de acuerdo con la NIC 11.

Contraprestación dada por la concedente al operador

Si el operador proporciona servicios de construcción o de mejora, la contraprestación recibida o a recibir por dicho operador se reconocerá por su valor razonable. La contraprestación puede consistir en derechos sobre:

- (a) un activo financiero, o
- (b) un activo intangible.

El párrafo 16 de la IFRIC 12 determina que el operador debe reconocer un activo financiero en la medida que tenga un derecho contractual incondicional a recibir de la concedente, o de una entidad bajo la supervisión de ella, efectivo u otro activo financiero por los servicios de construcción; y que la concedente tenga poca o ninguna capacidad de evitar el pago, normalmente porque el acuerdo es legalmente exigible. El operador tiene un derecho incondicional a recibir efectivo cuando la concedente garantiza el pago al operador de importes especificados o determinables o el déficit, si lo hubiere, entre los importes recibidos de los usuarios del servicio público y los importes especificados o determinables, incluso cuando el pago esté condicionado a que el operador garantice que la

infraestructura cumple con los requerimientos de calidad o eficiencia especificados.

El operador debe reconocer un activo intangible en la medida en que reciba un derecho (una licencia) a efectuar cargos a los usuarios del servicio público. El derecho para efectuarlos no es un derecho incondicional a recibir efectivo porque los importes están condicionados al grado de uso del servicio por parte del público.

En el párrafo 18 la IFRIC 12 establece que si se paga al operador por los servicios de construcción, en parte mediante un activo financiero y en parte mediante un activo intangible, es necesario que cada componente de la contraprestación del operador se contabilice por separado. La contraprestación recibida o a recibir por ambos componentes deberá ser inicialmente reconocida por el valor razonable de la contraprestación recibida o por recibir.

Servicios de operación

El operador deberá contabilizar los ingresos de actividades ordinarias y los costos relacionados con los servicios de operación de acuerdo con la NIC 18.

Activo financiero

Las NIC 32 (Instrumentos Financieros: Presentación), 39 (Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición) y la NIIF 7 (Instrumentos Financieros: Información a Revelar) se aplican al activo financiero que se haya reconocido según los párrafos 16 y 18 de esta Interpretación.

El importe debido por la concedente o por una entidad bajo la supervisión de ella se contabiliza de acuerdo con la NIC 39.

Cuando el importe debido por la concedente se contabilice como un préstamo, como una cuenta por cobrar o como un activo financiero disponible para la venta, la NIC 39 requiere que el interés, calculado utilizando el método del interés efectivo, se reconozca en resultados.

Activo intangible

La NIC 38 (Activos Intangibles) se aplica al activo intangible reconocido según los párrafos 17 y 18. Los párrafos 45 a 47 de la NIC 38 proporcionan guías para la medición de los activos intangibles adquiridos a cambio de uno o varios activos no monetarios, o bien a cambio de una combinación de activos monetarios y no monetarios.

Elementos proporcionados al operador por la concedente

La concedente puede también proporcionar otros elementos al operador para que los conserve o trate como desee. Si dichos activos forman parte de la contraprestación a ser pagada por la concedente por los servicios, no son subvenciones del gobierno según se las define en la NIC 20 (Contabilización de las Subvenciones del Gobierno e Información a Revelar sobre Ayudas). Se reconocen como activos del operador, medidos al valor razonable en el reconocimiento inicial. El operador deberá reconocer un pasivo por las obligaciones que haya asumido a cambio de los activos y que todavía no haya cumplido.

2.2 Decretos reglamentarios

Acuerdos Internacionales

En base a la información obtenida de los estudios realizados por la Cra. Elena Baldoira publicados en el sitio web de la Escuela de Negocios Internacionales (www.eni.com.uy), quien ocupa el cargo de asesora de un diputado de la nación y además es una reconocida profesional que se encarga de proporcionar información a la empresas sobre nuestro medio local, normas aplicables, realidad jurídica y ventajas y desventajas de la instalación de las empresas pertenecientes al ramo de la producción de energías en base a fuentes renovables en nuestro país, se analizó la línea del tiempo que, si se quiere, puede explicar el desarrollo de las energías renovables en el mundo.

En base a la entrevista mantenida con la Cra. Baldoira, la razón fundamental por la que surgieron estas energías alternativas se debe a dos motivos principales: el primero de ellos es la llamada “Crisis Energética” la cual aparece cuando las fuentes de energías tradicionales comienzan a disminuir, mientras la demanda de energía sigue en aumento. Esto deriva en un riesgo de falta de abastecimiento en un futuro cercano y un colapso en el sistema. El segundo motivo y no menos importante es el “Calentamiento Global” definido como el incremento de la temperatura del medio global, la atmósfera terrestre y los océanos, explicado básicamente por la contaminación emitida por las grandes empresas producto de la utilización de energías fósiles no renovables.

Ante la creciente problemática del cambio climático la mayoría de los países ha adoptado en 1992 un tratado internacional, la Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático, con el fin de combatir dicho fenómeno global. Más recientemente, en 1997, un grupo de naciones ha aprobado un agregado a dicho tratado: el Protocolo de Kyoto, que es un acuerdo para la reducción de emisiones de gases con efecto invernadero, con metas cuantitativas, por parte de los países más industrializados.

El Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) es establecido por el Protocolo de Kyoto en el Artículo 12. Todo proyecto MDL debe cumplir con dos requisitos básicos: reducir emisiones de gases con efecto invernadero y contribuir al desarrollo sostenible del país anfitrión. Este mecanismo ha sido concebido como una forma de asistir a los países más industrializados en el cumplimiento de sus obligaciones, posibilitando el aprovechamiento de las oportunidades para reducir emisiones donde los costos son menores. El Protocolo también establece que los proyectos de reducción de emisiones deben contribuir al desarrollo sostenible de los países en los cuales los mismos se implementan. Desde el punto de vista ambiental global, resulta indiferente el lugar en el cual se realizan las reducciones de emisiones, y para las empresas dichas reducciones son más factibles de lograr en donde los costos de mitigación son menores. Por otra parte, las empresas pueden acceder a fuentes de financiamiento adicional para este tipo de inversiones, lo cual resulta vital para la implementación de los proyecto. Existen 15 grandes categorías de proyectos según la actividad en la que se originan las reducciones de emisiones (industrias de la energía, construcción, transporte,

desechos, agricultura, forestación, etc.). Los proyectos pueden ser de pequeña o gran escala. El límite entre ambas categorías se define en función de la actividad del proyecto. Para el caso de proyectos de generación eléctrica, dicho límite se establece en 15 MW, es decir que aquellos proyectos que generen hasta 15 MW de energía eléctrica se clasifican como proyectos de pequeña escala y aquellos que generen más de 15 MW de energía eléctrica se clasifican como proyectos de gran escala. Los proyectos de pequeña escala gozan de reglas simplificadas para su aprobación y registro. La Junta Ejecutiva del MDL, la cual opera bajo la autoridad y dirección de la Conferencia de las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático y del Encuentro de las Partes del Protocolo de Kyoto, es la encargada de supervisar el proceso del MDL. Uno de los requisitos para la aprobación del proyecto MDL es la aprobación por parte del gobierno local. En el Uruguay, el órgano competente para otorgar esta aprobación es el Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente a través de la Dirección Nacional de Medio Ambiente (DINAMA).

Los gobiernos firmantes del Protocolo de Kyoto pactaron reducir en al menos un 5% en promedio las emisiones contaminantes entre 2008 y 2012, tomando como referencia los niveles de 1990. El acuerdo entró en vigor el 16 de febrero de 2005, después de la ratificación por parte de Rusia el 18 de noviembre de 2004.

El **Protocolo de Kyoto** tiene por objetivo reducir las emisiones de seis gases que causan el calentamiento global: dióxido de carbono (CO₂), gas metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O), además de tres gases industriales fluorados:

Hidrofluorocarbonos (HFC), Perfluorocarbonos (PFC) y Hexafluoruro de azufre (SF₆), en un porcentaje aproximado de al menos un 5%, dentro del periodo que va desde el año 2008 al 2012, en comparación a las emisiones al año 1990.

Uruguay junto con 151 países forma parte del Protocolo de Kyoto que entró en vigor el 16 de febrero de 2005.

Otros acuerdos fueron realizados por Uruguay en los cuales se pretende buscar compromisos voluntarios de las partes para mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero (a diferencia del Protocolo de Kyoto donde hay obligación de cumplir con los compromisos contraídos) donde se compromete el país a incorporar medidas de mitigación. La generación de energías alternativas es una forma.

Decretos reglamentarios Uruguayos

Según el decreto 339/979 promulgado el 08/06/1979 y publicado el 04/07/1979 en su artículo 3 menciona que las actividades de la industria eléctrica que constituyen servicio público de electricidad deberán ser prestadas en principio por el Estado a través de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), pero podrán ser realizadas también, en todas sus etapas o en alguna de ellas, por personas privadas concesionarios del servicio, en las condiciones que determinan la ley y dicho decreto.

Como forma de acompañar las medidas tomadas por los gobiernos internacionales se establecieron algunos decretos a los efectos de hacer de este cambio algo cultural y no el simple dar cumplimiento con un compromiso internacional.

Se establecieron diversos decretos sobre energías renovables, de los que analizamos los últimos relacionados a la Biomasa y Eólica.

Estos decretos son:

- A) **Decreto 360/002**
- B) **Decreto 389/005**
- C) **Decreto 77/006** y sus modificativos **Decreto 397/007** y **Decreto 299/08.**
- D) **Decreto 377/09**
- E) **Decreto 403/009** y su modificativo **Decreto 41/010**
- F) **Decreto 173/010**
- G) **Decreto 367/010**
- H) **Decreto 159/011**

A continuación se presenta un breve resumen de cada uno de los decretos mencionados en la lista anterior.

- A) **Decreto 360/002** - Promulgado el 11 de setiembre de 2002, publicado el 17 de setiembre de 2002 y vigente desde el 17 de marzo de 2003.

En este decreto se aprueba el proyecto de Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica con sus Anexos. El Reglamento del Mercado Mayorista de

Energía Eléctrica entra en vigencia una vez cumplidos los 6 (seis) meses contados desde el día siguiente al de su publicación en el Diario Oficial. A las empresas que sean alcanzadas por el Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica deben adoptar todas las medidas necesarias a los efectos de la operación del mercado mayorista de energía eléctrica bajo el régimen establecido en dicho reglamento una vez que el mismo entre en vigencia.

B) Decreto 389/005 - Promulgado el 07 de octubre de 2005, publicado el 14 de octubre de 2005 y vigente desde el 24 de octubre de 2005.

En este decreto la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) promueve los contratos de compraventa de energía eléctrica con proveedores instalados en territorio nacional. La potencia instalada en centrales asociadas a dichos contratos no debe superar los 50 MW y los mismos se van a realizar conforme a los procedimientos previstos en el Texto Ordenado de Contabilidad y Administración Financiera (TOCAF) y sobre las siguientes bases:

I.- ALCANCE.- Pueden contratar en este marco, los siguientes generadores:

- a) Los consumidores que tengan una potencia contratada no inferior a 50 KW y que instalen centrales nuevas de hasta 5 MW;
- b) Los autoprodutores que tengan una potencia contratada no inferior a 50 KW y que instalen centrales nuevas de hasta 5 MW;
- c) Los co-generadores que instalen centrales nuevas de hasta 5 MW;

d) Otros generadores que instalen centrales nuevas de hasta 2 MW;

A los efectos de la norma, una central se va a considerar nueva cuando se emplace en la República Oriental del Uruguay con componentes básicos ingresados al territorio nacional a partir del 1° de abril de 2005.

A todos los efectos previstos para estos contratos se entiende por co-generador a una empresa cuya generación está asociada a otro proceso industrial que influye sobre su capacidad de despacho.

II.- CONDICIONES DE CONTRATACION.- Los contratos incluidos en el régimen que se reglamenta deben contemplar las condiciones que se establecen a continuación, sin perjuicio de los aspectos de detalle de su implementación y operativos que serán definidos en un Acuerdo Operativo a suscribirse entre UTE y el generador:

- a) UTE debe pagar el precio correspondiente por la energía que le fuere entregada en la red, estableciéndose en el Acuerdo Operativo, las formas de medida y las modalidades de entrega;
- b) El generador no debe vender energía eléctrica a terceros durante la vigencia del contrato con UTE;
- c) UTE y el generador van a poder acordar condiciones para la salida de servicio de la central en períodos de bajos costos del sistema;

- d) El generador tiene derecho a decidir su propio despacho, debiendo informar sobre el mismo a UTE con la antelación estipulada en el Acuerdo Operativo.

III.- PRECIOS.- Los precios máximos van a ser de 52 USD/MWh (cincuenta y dos dólares americanos por Megavatio hora) hasta el 31 de diciembre de 2007 y de 30 USD/MWh (treinta dólares americanos por Megavatio hora) desde el 1º de enero de 2008 hasta la finalización del contrato. Si las partes acuerdan una fórmula de indexación de los precios, la misma debe ser autorizada por el Ministerio de Industria, Energía y Minería. En caso contrario, los precios serán fijos en dólares americanos corrientes. UTE y el generador pueden acordar sistemas de precios diferenciados por estación, días feriados, horas del día, etc., sujetos a la aprobación del Ministerio de Industria, Energía y Minería.

IV.- PLAZO.- El plazo va a ser de hasta 10 (diez) años computados a partir de la entrada en servicio de la central.

Los costos asociados a esta forma de contratación (costos de energía y otros costos), deben ser incluidos en el cálculo de las tarifas de UTE. En caso de implementación de cualquier plan de ahorro obligatorio en el uso de la energía, dicho plan sólo será aplicable al eventual margen de consumo que no cubra el generador.

C) **Decreto 77/006** - Promulgado el 13 de marzo de 2006, publicado el 17 de marzo de 2006 y vigente desde el 27 de marzo de 2006 y sus modificativos

Decreto 397/007 - Promulgado el 26 de octubre de 2007, publicado el 31 de octubre de 2007 y vigente desde el 10 de noviembre de 2007 y **Decreto 299/08** - Promulgado el 20 de junio de 2008, publicado el 26 de junio de 2008 y vigente desde el 6 de julio de 2008.

El decreto 77/006 establece que vista la necesidad de adoptar decisiones tendientes a dinamizar la incorporación al sistema nacional de formas alternativas de generación de energía eléctrica y su desarrollo tecnológico asociado, UTE promoverá la celebración de contratos especiales de compraventa de energía eléctrica con proveedores a instalarse en territorio Nacional, a partir de la fuente eólica, biomasa o de pequeñas centrales hidráulicas siendo establecido un tope máximo de 60 MW.

El decreto 397/007 modifica los primeros artículos del decreto 77/006 para extenderlo a las empresas de mayor porte. Entendiendo por tales a aquellas que enmarcando en las disposiciones del decreto aludido, tenga una potencia instalada mayor a 10 MW e infecte al sistema una cantidad superior a esta. Permite la venta del excedente (lo que supere a 10 MW), es decir, habilitó la posibilidad de instalar hasta 20 MW, pero ofertando a UTE hasta 10 MW, pudiéndose por el resto de la capacidad vender en el mercado eléctrico.

Se previó un plazo de contratación de hasta 20 años y no había precios máximos previstos.

El generador contratado tiene derecho a decidir su propio despacho, adquiriendo UTE toda la energía generada.

Debe pagar los costos de conexión y de las eventuales ampliaciones que se requieran en la red, mas no paga cargos por el uso de las redes.

Dado que se consideró al decreto como un instrumento de política energética, se previó que el Distribuidor no puede verse perjudicado ni beneficiado por el mismo.

La potencia total a asignar era de 60 MW (en principio 20 MW para cada fuente de generación referida).

Realizados dos procedimientos competitivos en ese marco, se adjudicaron los 60 MW a proyectos de generación de fuente eólica y de biomasa.

Por un decreto posterior se autorizó a UTE a contratar directamente –hay norma legal habilitante-con oferentes que no habían sido adjudicados, siempre que mantuvieran las condiciones ofertadas y aceptaren el precio máximo que se había adjudicado.

El decreto 299/08 determina que el art 2 del decreto 397 solo resulta aplicable a las centrales generadoras de porte, entendiéndose por tales aquellas que, encuadrando en las disposiciones del decreto aludido, tengo una potencia instalada mayor a 10 MW e inyecten a la red una potencia mayor a 10 MW.

D) Decreto 377/009 - Promulgado el 14 de agosto de 2009, publicado el 19 de agosto de 2009 y vigente desde el 29 de agosto de 2009.

Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE). Contratos especiales de compraventa de energía eléctrica con proveedores. Modificaciones.

Extender las disposiciones previstas en los Decretos 77/006, 397/007 y 299/008 a los contratos de compraventa de energía eléctrica celebrados por la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) y a las centrales asociadas a los mismos, en el marco de lo dispuesto por Resolución N° 395 del 16 de abril de 2009 de dicho Ente.

E) **Decreto 403/009** - Promulgado el 24 de agosto de 2009, publicado el 08 de setiembre de 2009 y vigente desde el 18 de setiembre de 2009 y su modificativo **Decreto 41/010** - Promulgado el 01 de febrero de 2010, publicado el 11 de febrero de 2010 y vigente desde el 21 de febrero de 2010.

El Decreto 403/009 del 24 de agosto de 2009 y su Decreto modificadorio 41/010 de fecha 01 de febrero 2010 encomiendan a UTE promover, a través de un procedimiento competitivo, la realización de contratos de energía eólica con privados por una potencia nominal de 150 MW, y deja para una segunda etapa la reglamentación de los 150 MW adicionales que completan la meta de 300 MW para el año 2015. Se exigió un mínimo de componentes nacionales en la inversión inicial, entre otras condiciones.

El decreto 41/010 sustituye el párrafo segundo, numeral IV del artículo 2° del Decreto N° 403/009 de 24 de agosto de 2009, por el siguiente:

"Un mismo oferente no podrá ser adjudicatario de más de un contrato. La adjudicación estará condicionada a que cada oferente acredite, mediante declaración jurada: A) que no existe relación de control ó vinculación con los otros adjudicatarios conforme a los criterios establecidos en la ley N° 16.060 de 4 de setiembre de 1989 y sus modificativas; B) que ninguno de sus socios o accionistas se encuentra en una relación de control ó vinculación ni participa en el capital de otro oferente en un porcentaje mayor al 10%.

Además se sustituye el literal f del numeral II del artículo 2° del Decreto N° 403/009 de 24 de agosto de 2009, por el siguiente:

"Previo a la adjudicación, se deberá contar con la certificación de la producción energética a largo plazo del parque, otorgada por una empresa reconocida internacionalmente. Dicha certificación deberá acompañarse de una declaración jurada del oferente de que la empresa certificadora no se encuentra vinculada con la misma ni es empresa controlada o controlante, en los términos de los arts. 48 y 49 de la Ley 16.060.

El Ministerio de Industria, Energía y Minería va a ser el encargado de determinar si los oferentes cumplen con los requisitos exigidos en los literales e y f del numeral II del artículo número 2 del Decreto N° 403/009 de 24 de agosto de 2009.

F) **Decreto 173/010** - Promulgado el 01 de junio de 2010, publicado el 08 de junio de 2010 y vigente desde el 1 de julio de 2010.

Mediante este decreto el Estado autoriza a los suscriptores conectados a la red de distribución de baja tensión a instalar sistemas de generación de origen renovable ya sea eólica, solar, biomasa o minihidráulica. La corriente máxima de régimen generada en baja tensión por los equipos instalados no deberá superar los 16 amperios, con excepción de los suministros monofásicos en redes con la configuración de retorno por tierra, en los que la corriente máxima de régimen será 25 amperios. Asimismo, la potencia pico del equipamiento de generación instalado deberá ser menor o igual a la potencia contratada por el suscriptor. Los suscriptores interesados en superar los máximos establecidos precedentemente, deberán recabar en forma previa la conformidad expresa de la UTE. En tales casos, serán de cargo de los interesados los costos que insuman las modificaciones a introducir a la red de distribución de baja tensión.

G) Decreto 367/010 - Promulgado el 10 de diciembre de 2010, publicado el 22 de diciembre de 2010 y vigente desde el 01 de enero de 2011.

El Poder Ejecutivo encomendó a UTE a celebrar contratos especiales con empresas productoras de energías a partir de la biomasa respecto de centrales que produzcan hasta 20 MW de potencia. El plazo de contratación puede ser de hasta 20 años

H) Decreto 159/011 - Promulgado el 06 de mayo de 2011, publicado el 20 de mayo de 2011 y vigente desde el 30 de mayo de 2011.

Reglamenta la segunda etapa de incorporación de energía de fuente eólica prevista en el decreto 403/009 del 24 de agosto de 2009 para la incorporación de un mínimo de 300 MW de potencia instalada de energía de fuente eólica contratada con privados, dinamizando las formas alternativa de generación y fomentando el desarrollo tecnológico nacional asociado.

La aplicación de las normas contables adecuadas en el Uruguay, las cuales incluyen la NIC 18 y la IFRIC 12, fueron reglamentados en el decreto 266/007, vigente actualmente.

A continuación se presenta un breve resumen de las principales disposiciones de tales decretos.

Decreto 266/007 - Promulgado el 31 de julio de 2007, publicado el 07 de agosto de 2007 y vigente desde el 07 de agosto de 2007.

El decreto 266/007 aprueba como normas contables adecuadas de aplicación obligatoria, las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (International Accounting Standards Board -IASB) a la fecha de publicación del presente decreto, traducidas al idioma español según autorización del referido Consejo y publicadas en la página Web de la Auditoría Interna de la Nación.

Las normas a que refiere el párrafo anterior comprenden:

- a. Las Normas Internacionales de Información Financiera.

- b. Las Normas Internacionales de Contabilidad.
- c. Las interpretaciones elaboradas por el Comité de Interpretaciones de las Normas Internacionales de Información Financiera o el anterior Comité de Interpretaciones. (CINIIF o IFRIC en inglés)

Se aplicará en lo pertinente, el Marco Conceptual para la Preparación y Presentación de los Estados Financieros adoptado por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad.

A efectos de la presentación de los estados contables este decreto establece que se seguirá utilizando la estructura básica del anexo y los modelos de estados contables del Decreto N° 103/991, de 27 de febrero de 1991, adaptando los mismos a la presentación de información comparativa requerida por las normas referidas en el primer párrafo de este decreto.

Los estados contables básicos comprenden:

- a. Estado de situación patrimonial.
- b. Estado de resultados.
- c. Estado de origen y aplicación de fondos.
- d. Estado de evolución del patrimonio.
- e. Notas a los estados contables.

Según el presente decreto para elaborar el estado de origen y aplicación de fondos se deberá aplicar lo establecido en la Norma Internacional de Contabilidad 7 - Estado de Flujo de Efectivo.

Adicionalmente se estipula en este decreto que las notas a los estados contables deberán contener, además de las revelaciones requeridas por el Decreto N° 103/991, de 27 de febrero de 1991, la información requerida por las normas referidas en el artículo 1° del presente decreto.

Las normas referidas en los párrafos anteriores serán obligatorias para los ejercicios que se inicien a partir del 1° de enero de 2009.

3. Energías Renovables existentes en Uruguay

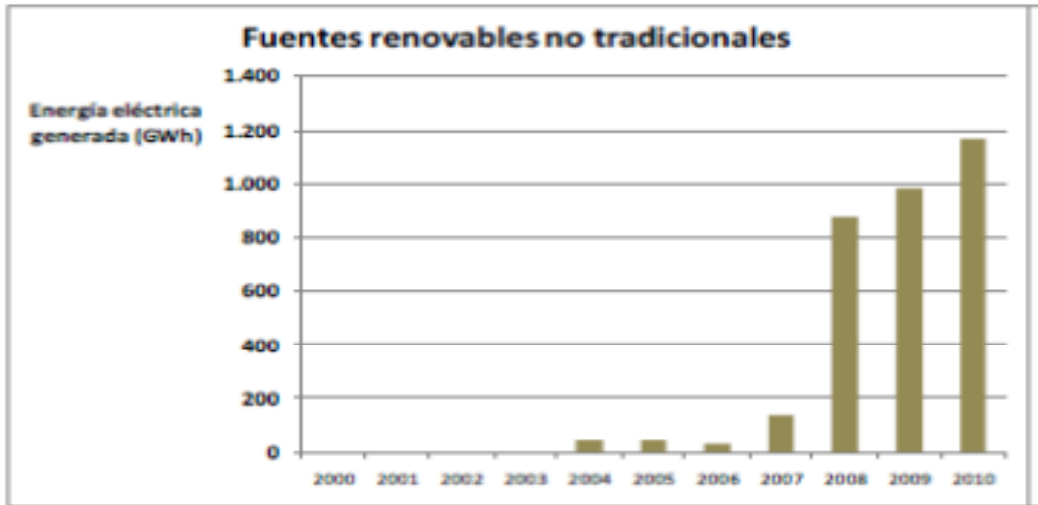
Según el Ministerio de Industria, Energía y Minería los planes energéticos mediante el uso de fuentes renovables aplicables actualmente en Uruguay abarcan distintos tipos de fuentes renovables de energía, como ser:

- Energía hidráulica (embalses)
- Energía eólica (viento)
- Energía de la biomasa (vegetación)

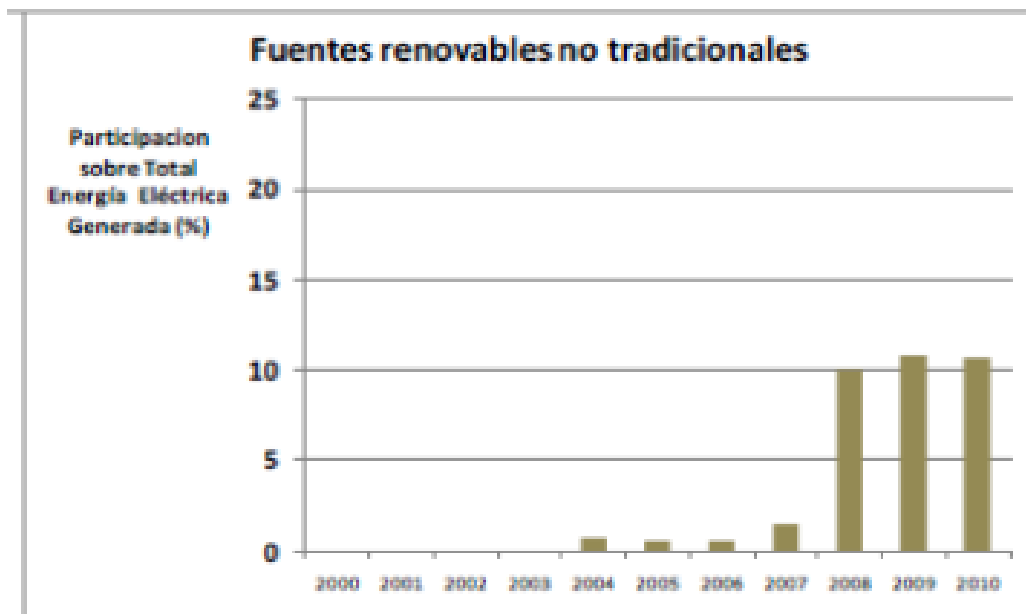
Como ya fue expuesto en la Introducción, el presente trabajo pretende centrar la atención en dos fuentes, Biomasa y Energía Eólica que son las principales fuentes de energías renovables en nuestro país.

Para realizar el análisis se eligieron cuatro empresas del medio local, dos de ellas cuya producción se basa en la Biomasa y dos en Energía Eólica. A continuación se incluye dicho análisis, que consiste en conocer los procesos productivos y contables utilizados por cada una de las empresas seleccionadas.

La siguiente gráfica muestra la generación de energía en base a fuentes renovables no tradicionales para el Uruguay, biomasa, eólica, solar, etc. Se nota un aumento considerable desde 2008:



Fuente: (Ministerio de Industria Energía y Minería, 2011)



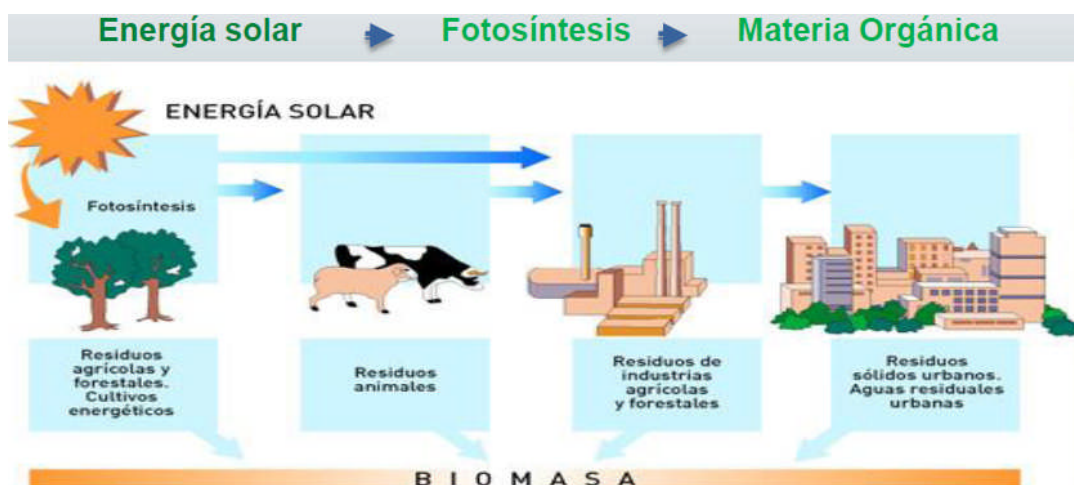
Fuente: (Ministerio de Industria, 2011)

3.1 Biomasa

Biomasa, según el Diccionario de la Real Academia Española (Real Academia Española, 2001), tiene dos acepciones:

1. Biología. Materia total de los seres que viven en un lugar determinado, expresada en peso por unidad de área o de volumen.
2. Biología. Materia orgánica originada en un proceso biológico, espontáneo o provocado, utilizable como fuente de energía

La segunda acepción, más restringida, se refiere a la biomasa “útil” en términos energéticos: las plantas transforman la energía radiante del Sol en energía química a través de la fotosíntesis, y parte de esa energía química queda almacenada en forma de materia orgánica; la energía química de la biomasa puede recuperarse quemándola directamente o transformándola en combustible, como se puede ver a continuación:



Fuente: (Baldoira, 2011, pág. 71)

Tipos de Biomasa:

Existen distintos tipos de biomasa como ser:

- **Natural:** se refiere al tipo de biomasa existente sin intervención humana, por ejemplo las podas naturales de un bosque.
- **Residual seca:** se refiere a los subproductos sólidos no utilizados en agricultura, forestación, industria agroalimentaria; por ejemplo aserrín, podas de frutales y cáscara de almendra. Se conforma de los recursos: Forestal (tratamientos silvícolas), Agrícola (cultivos herbáceos, podas frutales) y Residuos de industrias agroalimentarias o de transformación de la madera.
- **Residual húmeda:** se relaciona con los vertidos biodegradables como ser: aguas residuales urbanas, industriales y residuos ganaderos.
- **Cultivos energéticos:** la única finalidad de los mismos es producir biomasa transformable en combustible. Ejemplo de este tipo de biomasa es el girasol. Son cultivos destinados a la producción de calor.
- **Biocarburantes:** los biocarburantes son producto de la transformación de la biomasa residual húmeda como por ejemplo reciclado de aceites, en biomasa residual seca rica en azúcares como ser trigo, maíz etc., o en cultivos energéticos pero por sus

características y usos finales, exige una clasificación distinta a las anteriores.

Según el sitio web “Textos Científicos” (Textos Científicos, 2010), donde existe una amplia investigación sobre la biomasa, se pudieron encontrar las ventajas y desventajas de producir energía eléctrica a partir de la biomasa:

Ventajas de la biomasa

- La biomasa es una fuente renovable de energía y su uso no contribuye al calentamiento global. De hecho, produce una reducción de los niveles del bióxido de carbono, ya que actúa como recipiente y el carbón del suelo puede aumentar.
- Los combustibles de biomasa tienen un contenido insignificante de azufre y por lo tanto no contribuyen a las emisiones de dióxido de azufre que causan la lluvia ácida. La combustión de la biomasa produce generalmente menos ceniza que la combustión del carbón, y la ceniza producida se puede utilizar como complemento del suelo en granjas para reciclar compuestos tales como fósforo y potasio.
- La conversión de residuos agrícolas, de la silvicultura, y la basura sólida municipal para la producción energética es un uso eficaz de los residuos que a su vez reduce significativamente el problema de la disposición de basura, particularmente en áreas municipales.

- La biomasa es un recurso doméstico, que no está afectado por fluctuaciones de precio a nivel mundial o a por las incertidumbres producidas por las fuentes de combustibles importados. En países en vías de desarrollo en particular, el uso de biocombustibles líquidos, tales como biodiesel y etanol, reduce las presiones económicas causadas por la importación de productos de petróleo.
- Los cultivos para energía en base a las hierbas y los árboles tienen consecuencias para el medio ambiente más bajas que los cultivos agrícolas convencionales.

Restricciones en el uso de la biomasa

- La biomasa tiene relativamente baja densidad de energía y su transporte aumenta los costos y reduce la producción energética neta. La biomasa tiene una densidad a granel baja (grandes volúmenes son necesarios en comparación con los combustibles fósiles), lo que hace el transporte y su administración difíciles y costosos. La clave para superar este problema está en localizar el proceso de conversión de energía cerca de una fuente concentrada de biomasa, tal como una serrería, un molino de azúcar o un molino de pulpa.
- La combustión incompleta de la leña produce partículas de materia orgánica, el monóxido de carbono y otros gases orgánicos. Si se utiliza la combustión de alta temperatura, se producen los óxidos del nitrógeno. En una escala doméstica más pequeña, el impacto en la salud de la

contaminación atmosférica dentro de edificios es un problema significativo en los países en vías de desarrollo, en donde la leña se quema ineficazmente en fuegos abiertos para cocinar y la calefacción de ambientes.

- Existe la posibilidad que el uso extensivo de bosques naturales cause la tala de árboles y escasez localizada de leña, con problemas ecológicos y sociales serios. Esto está ocurriendo actualmente en Nepal, partes de la India, Sudamérica y en África sub Sahara. La conversión de bosques en tierras agrícolas y áreas urbanas es una importante causa de la tala de árboles. Además, en muchos países asiáticos gran parte del combustible de la madera usado con propósitos de energía provienen de áreas indígenas boscosas.
- Hay un conflicto potencial por el uso de los recursos de la tierra y del agua para la producción de energía de biomasa y otras aplicaciones, tales como producción de alimentos y de fibras.
- Algunos usos de la biomasa no son completamente competitivos en esta etapa. En la producción de electricidad por ejemplo, hay fuerte competencia de las nuevas plantas de gas natural, altamente eficientes. Sin embargo, la economía de la producción energética de biomasa está mejorando, y la preocupación cada vez mayor por las emisiones de gas de efecto invernadero está haciendo a la energía de biomasa más atractiva.
- La producción y el proceso de la biomasa pueden implicar un consumo de energía significativa, tales como combustible para los vehículos y los

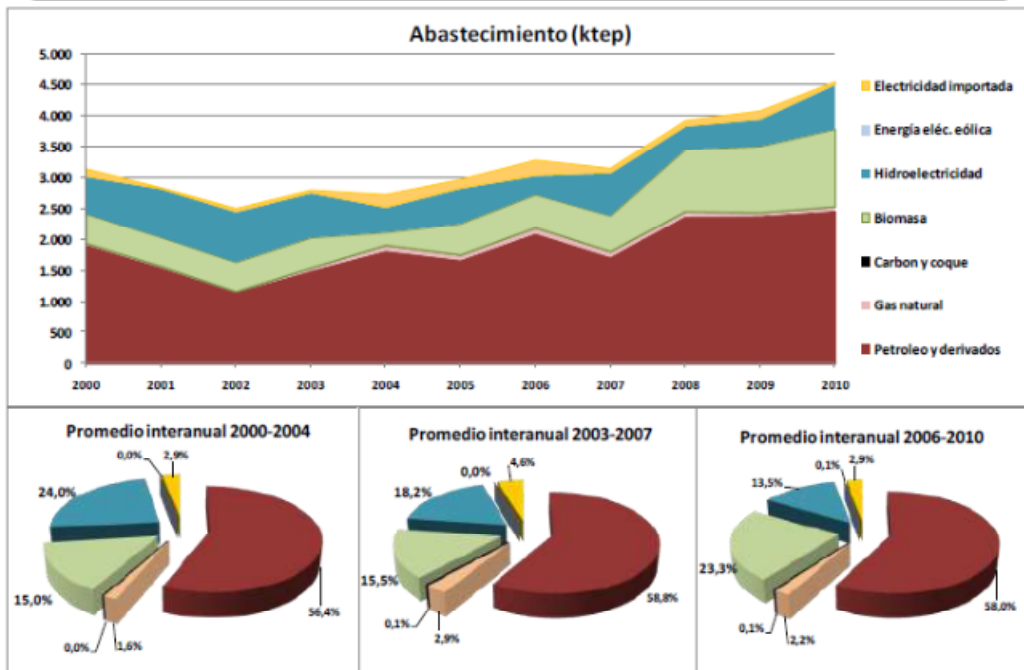
fertilizantes agrícolas, dando por resultado un balance energético reducido para el uso de la biomasa. En el proceso de la biomasa se necesitan reducir al mínimo el consumo de combustibles fósiles, y maximizan la conversión de basura y recuperación de energía.

- A menudo existen restricciones políticas e institucionales al uso de biomasa, tales como políticas energéticas, impuestos y subsidios que animan el uso de combustibles fósiles. Los costos de la energía no reflejan a menudo las ventajas ambientales de la biomasa o de otros recursos energéticos renovables.

Biomasa actualmente en Uruguay

Según el último folleto “Energías renovables en Uruguay 2011” del Ministerio de Industria, Energía y Minería, el abastecimiento de energía en base a biomasa, así como de otras fuentes, ha venido aumentando en los últimos años y se espera que dicho aumento continúe. Para ilustrar tal incremento se incluye el siguiente gráfico:

Abastecimiento

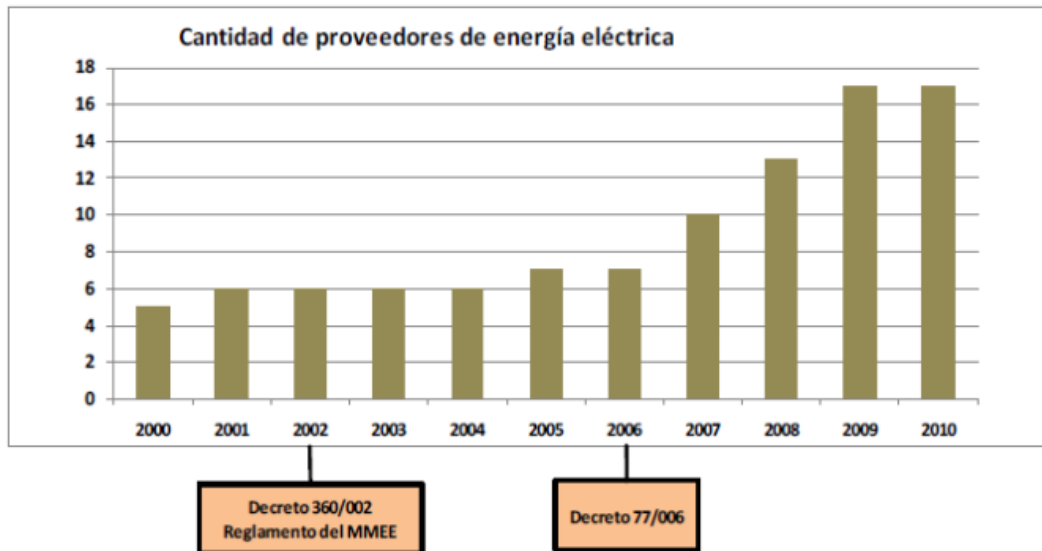


Fuente: (Ministerio de Industria Energía y Minería, 2011)

Bajo el análisis de la gráfica, puede verse el incremento de abastecimiento de energía proveniente de fuentes renovables y dentro de éstas la de mayor aumento es la de biomasa, pasando de un 15% a fines de 2004, a un 15,5% a fines de 2007. Pero sin duda el incremento de mayor importancia se puede ver entre los años 2006 y 2010.

A medida que el gobierno reglamentó la producción de energía en base a fuentes renovables existen cada vez más proveedores privados interesados en proveer al estado de este tipo de energía. Como se puede ver en la siguiente gráfica a partir del año 2007 se comienza a ver un aumento progresivo de la cantidad de proveedores que abastecen de energía eléctrica a UTE.

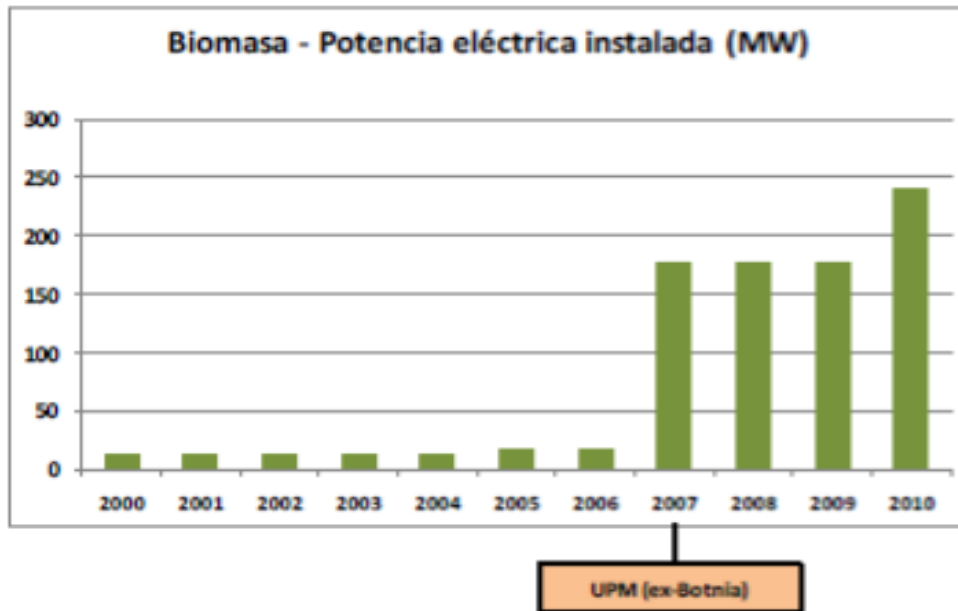
Diversificación de proveedores en abastecimiento de energía eléctrica



Fuente: (Ministerio de Industria Energía y Minería, 2011)

En el caso puntual de biomasa el incremento está marcado por la llegada de UPM (Ex Botnia – productora de pasta de celulosa y energía eléctrica utilizando como fuente biomasa) donde comienza a visualizarse un cambio significativo en relación a la generación de energía en base a biomasa ya sea para autoconsumo como para la venta a UTE del excedente. En la grafica siguiente se puede ver que existe un aumento significativo en los megavatios producidos de energía eléctrica a partir de la instalación de UPM en el año 2007:

Biomasa



Fuente: (Ministerio de Industria Energía y Minería, 2011)

Casos de estudio

Como se mencionó anteriormente una de las empresas elegidas para analizar tanto el proceso productivo de la energía eléctrica como el criterio de contabilización de los ingresos producto de su venta es UPM. En el caso de esta empresa la producción de energía eléctrica es un producto secundario ya que su giro principal es la producción y venta de pasta de celulosa. Bioener, la segunda empresa seleccionada, por el contrario, tiene su principal actividad en la generación de energía eléctrica y vapor a partir de biomasa 100% renovable proveniente del procesamiento de la madera en los aserraderos de la zona de Rivera y su posterior venta a UTE.

3.1.1 UPM

Nuestro análisis consistió en mantener reuniones con Bruno Guan Gerente de producción, Patricia Favre encargada del sector contable y Estela Machín controller de la planta.

De la reunión mantenida con el Gerente de Producción se pudo obtener el detalle del proceso productivo de la pasta de celulosa del cual se obtiene como producto secundario la energía eléctrica. A continuación se incluye dicho proceso:

Proceso Productivo

1) Selección de Árboles

El proceso comienza con la selección de los árboles naturales con condiciones sobresalientes evaluados por especialistas. De los mismos se utilizan sus semillas y ramas para producir árboles con las mismas características.

Las ramas y semillas son plantadas y depositadas en el vivero donde en un corto periodo de tiempo pasan a ser plantines y los plantines en aproximadamente 10 – 15 años pasan a ser árboles. A este proceso de creación de árboles a partir de un árbol modelo se denomina propagación vegetativa. Estos árboles que son cultivados son genéticamente idénticos al árbol modelo. Mediante este proceso se cultivan árboles con las mismas características que los mejores árboles encontrados en las áreas forestadas.

Este proceso comienza con las estacas que son pequeños tallos con dos hojas, se depositan en una conservadora y se llevan a un lugar denominado la casa de

enraizamiento. En la casa de enraizamiento las estacas son colocadas en una bandeja con un sustrato para que desarrollen raíces. El desarrollo de las raíces puede llevar unos 30 días. Estas bandejas son colocadas en viveros interiores donde son regadas automáticamente cada 5 minutos. Las plantitas crecen en invernaderos hasta alcanzar los 16 cm de altura. Luego pasan por un proceso denominado de rustificación donde las mismas son sometidas, en viveros exteriores, a las mismas condiciones que experimentarán en el campo.

2) Cosecha

Existen 2 métodos de cosecha:

* Mediante una cosechadora mecánica

* Apeo con motosierra (método tradicional)

En el método tradicional los operarios cortan los árboles con motosierra y los trozan. Luego una máquina saca la corteza de los troncos y un camión los saca al pie del camino.

El método con cosechadora mecánica se compone de una máquina que es manejada por un operador y tiene la capacidad de cortar el árbol, sacar la corteza, cortarlo a la medida exacta y dejarlo listo para cargar en los camiones.

3) *Proceso productivo – Fabricación de Celulosa*

Una fábrica de celulosa tiene 3 procesos básicos que ocurren al mismo tiempo:

a) Extraer la celulosa de la madera – Línea de Celulosa

b) Recuperación y energía - consiste en recuperar los agentes químicos que se usan en la extracción de la celulosa para ser usados nuevamente y en obtener toda la energía posible durante el proceso.

c) Tratamiento de fluentes - consiste en que ningún líquido o gas que se libere al medioambiente sea perjudicial para las personas o el ecosistema.

a) Línea de celulosa

La madera llega en camiones o en tren y es inspeccionada con mucho cuidado por los funcionarios de la empresa. Lo primero que se hace es cortar la madera en trozos pequeños llamados chips. Este proceso es realizado en una máquina denominada chipeadora. Los chips son depositados en grandes zonas de acopio al aire libre. Una cinta transportadora lleva los chips a la línea de celulosa.

La madera tiene 2 componentes principales:

- Celulosa
- Lignina

La celulosa es una parte de la madera, tiene forma de fibra y está contenida en la lignina que es lo que une las fibras entre sí para hacerlas rígidas y

consistentes. El primer paso para extraer la celulosa de la madera se llama cocción. Esta se lleva a cabo en el digestor continuo que es como una gran olla a presión. En el digestor continuo se mezclan los chips de madera con una solución denominada licor blanco que es un producto en base de soda cáustica y sulfuro de sodio que ayuda a disolver la lignina. Entre la presión, la temperatura y el licor blanco se logra la separación de la lignina y la celulosa. El resultado es celulosa por un lado y licor negro por otro.

La pasta de celulosa que se extrae de la cocción es todavía de color marrón porque tiene restos de lignina y licor negro. Estos se van a eliminar en sucesivas etapas de lavado. Para el lavado se utiliza un tratamiento con oxígeno llamado deslignificación. Este tratamiento reduce significativamente el uso de productos químicos y logra que el proceso sea más ecológico. La pasta lavada pasa por varias etapas de blanqueo en las que se va eliminando la lignina que todavía queda mezclada en la pasta de celulosa. Para esto se utilizan diferentes productos pero fundamentalmente dióxido de cloro.

La pasta que sale del proceso de blanqueo se extiende por bombeo sobre la tela de la máquina secadora, se seca por absorción y presión y después con grandes secadores.

Las planchas de celulosa se embalan en grandes paquetes y son llevadas a los depósitos desde donde serán transportadas a las fábricas de papel.

b) Línea de recuperación y energía

El licor negro es quemado en la caldera, es decir, que se convierte en el combustible. El mismo es quemado en la caldera para calentar agua y producir vapor. Con el vapor de agua que produce la caldera se alimenta una turbina. La misma tiene una serie de discos con ranuras que giran gracias al vapor de agua a presión que le brinda la caldera. La energía que produce la turbina es mayor a la cantidad necesaria para alimentar toda la planta, por ello puede ser utilizada para alimentar ciudades u otras industrias.

El licor negro después de quemado deja un residuo en el fondo que se mezcla con agua y se llama licor verde. El licor verde es tratado principalmente con cal y se convierte nuevamente en licor blanco. Este proceso se llama caustificación. A través del mismo se recupera la cal quemando los residuos en un horno giratorio. A causa de este proceso todos los residuos se van recuperando para ser utilizados nuevamente como materias primas.

En resumen la madera se cuece en el digestor continuo con el licor blanco. El licor negro que es el residuo producto de la cocción de la madera es utilizado como combustible en la caldera donde se genera energía para que la planta funcione, lo que queda del licor negro en el fondo de la caldera se recicla para volver a obtener licor blanco y seguir obteniendo celulosa. Este proceso se basa en las 3 R “Reducir, Reciclar, Reusar”. Esta es una planta de mínimo impacto ambiental, es decir, que el consumo de agua se reduce al mínimo

posible y que toda el agua que se consume es tratada antes de que se devuelva al río.

c) **Tratamiento de fluentes**

El agua pasa por varios procesos de limpieza pero el fundamental de ellos tiene lugar en la llamada pileta de fangos activados. En esta pileta los microbios, bacterias y protozoarios eliminan la sustancia orgánica que viene contenida en el agua. Este proceso garantiza que el agua que sale al río no contamina.

Cabe destacar que también forma parte de este proceso la chimenea que fue construida en la planta. Dicha chimenea tiene una altura de 120 metros. La misma es parte de un sistema complejo por medio del cual se extraen y recirculan los gases para que no sean vertidos y contaminen, por ello lo que es vertido al medio ambiente es vapor de agua y dióxido de carbono. Estos dos compuestos vertidos al medioambiente se incorporan al ciclo natural en el que será convertido en oxígeno por los árboles. De todas maneras en la entrevista mantenida con el personal de UPM se hizo especial énfasis en que esta emisión de compuestos al medioambiente siempre va a ser controlado por un monitoreo ambiental continuo.

Criterio de Reconocimiento del Ingreso

Al igual que para el proceso productivo se mantuvieron reuniones con los encargados del sector contable de la empresa como se mencionó al inicio de esta sección. Quienes nos brindaron la información respecto al proceso contable para el reconocimiento del ingreso por venta de energía eléctrica fueron Patricia Favre y Estela Machín del sector contable de UPM.

La planta de UPM produce energía eléctrica a través de las turbinas que transforman el vapor en energía eléctrica. Se autoabastece y el excedente es vertido a la red de UTE y a la empresa Kemira (empresa que provee de químicos a UPM y se encuentra dentro del predio de ésta). A los efectos contables se reconoce la venta del excedente de energía eléctrica (MEGAVATIOS) que la planta le vende a UTE y Kemira.

La facturación tanto a UTE y Kemira es mensual en base a los megavatios suministrados por UPM y medidos mediante contadores distinguidos para cada uno. El reconocimiento de ingresos se da al momento de la facturación. El ingreso en UPM es sólo por la venta del excedente entre la producción total y lo que consume la planta. La cantidad de energía eléctrica que produce esta planta es una cifra bastante mayor a lo que se reconoce como ingreso pero así como no se registra la producción total tampoco se registra el consumo de la planta por dicha energía. Existen momentos en los que es necesario contabilizar el consumo de energía y es cuando la planta detiene sus actividades para mantenimiento y es necesario comprarle energía a UTE para reiniciar la producción, también existen

momentos que por exceso de producción de celulosa es necesario adquirir cantidades adicionales de energías ya que la producida internamente no es suficiente.

En cifras y valores es mucho menor la cantidad de energía eléctrica que compra UPM a UTE a lo que esta le vende. A los efectos presupuestales solamente es posible realizar una previsión de la energía utilizada para mantenimiento y reinicio de la planta y no es posible realizar una previsión de consumo de energía en aquellos meses en los que la producción interna de energía no es suficiente, dada la mayor producción de celulosa. En general UPM presenta un promedio anual de consumo de energía que se mantiene prácticamente estable.

En relación a lo que es el mantenimiento anual de la planta se puede prever el consumo de energía eléctrica sabiendo cuantos días incluye el periodo de mantenimiento y qué actividades se van a desarrollar. Una vez que se determinan los ítems mencionados se preve el consumo de energía de la red de UTE en el presupuesto de energía. La planta deja de producir en entre 7 y 20 días durante los meses de octubre – noviembre todos los años para mantenimiento anual.

La energía eléctrica en la planta claramente se comporta como un subproducto, por el cual en particular lo que son excedentes instantáneos son muy difíciles de pronosticar porque el proceso de producción de energía es básicamente cocinar la madera, la mitad de ella va para fibra y la otra mitad para la generación de energía.

La energía se genera en paralelo con otros procesos químicos que son mucho más relevantes. Por esta razón como la energía eléctrica es casi la gran mayoría del tiempo excedentaria no es el motivo principal de producción.

El reconocimiento del ingreso por energía eléctrica es el remanente entre la cantidad producida de energía y el consumo realizado por la planta. De todas maneras se puede establecer a lo largo del año valores promedio que en general se van cumpliendo aunque pueden tener alguna aleatoriedad. Básicamente la producción de electricidad está asociada a la producción de celulosa. Por cada tonelada de celulosa producida se genera casi 1 megavatio hora de energía en términos aproximados. Del total de energía producida por tonelada de celulosa el consumo realizado por UPM y Kemira representa el 70% por lo que el restante 30% se vuelca a la red de UTE. Llevado a términos numéricos por cada MW producido por la planta 0.7 MW son consumidos por la planta y por la empresa proveedora de químicos, los restantes 0.3 MW son vertidos a la red de UTE.

El 99% de las decisiones respecto al proceso productivo de la planta son tomadas para la producción de celulosa no para la producción de energía, dado que esta última es un subproducto. En la producción de energía no existe merma por lo que todo lo que se produce pasa a la red de UTE.

La manera en que se mide la producción y consumo de energía es a través de un contador. Este contador posee la característica de contener a su vez 2 contadores, uno que funciona cuando la electricidad va en una dirección (hacia la red de UTE) y el otro funciona cuando la electricidad va en dirección contraria (de la red de

UTE a la planta de UPM). Este contador no arroja el saldo de energía eléctrica sino que siempre emite claramente lo que se volcó a la red y lo que se consumió de la misma. Estos son los valores que se toman para la facturación, o sea no se factura por el neto sino que mensualmente se emite una factura por venta de energía a UTE y UTE emite otra por consumo de energía.

Para la venta a terceros (Kemira y UTE) los 2 tienen conexiones físicas distintas. Se toman los datos de cada uno para facturar y reconocer el ingreso.

El contrato de venta a terceros es con exclusividad con UTE a excepción de la planta proveedora de químicos Kemira.

De acuerdo a lo informado, en los estados contables se expone por separado la venta de energía de la venta de celulosa.

UTE factura a UPM 2 tipos de servicios: la energía que provee a la planta y el uso de la red de transporte. Este último es un costo regulado que está establecido en el contrato de compraventa de energía eléctrica y que lo factura UTE por separado a la energía. En realidad representa parte del equivalente a los costos fijos que normalmente existen en un suministro eléctrico. Este costo es a lo que normalmente se le llama el peaje. El peaje es un costo que la planta tiene asociado a la venta de energía.

Los estados contables se emiten en base a las Normas Contables Adecuadas en Uruguay. El criterio de reconocimiento de ingresos se mantiene en todas las

plantas del grupo (en el mundo) y los estados contables de UPM se encuentran auditados anualmente.

3.1.2 Bioener S.A.

Nuestro análisis consistió en mantener entrevistas con la Cra. Estela Abramo quien nos facilitó tanto la información del proceso productivo como contable. La información respecto al proceso productivo de Bioener fue aprobada por el Directorio de la misma.

Descripción del proceso de producción

La planta de BIOENER cogenera energía eléctrica y vapor utilizando como combustibles biomasa (aserrín y chips).

La planta se compone de:

- Una caldera para producir vapor sobrecalentado a alta presión.
- Un turbogenerador que consta de una turbina de vapor a contrapresión acoplada a un generador eléctrico.
- Un sistema de condensación del vapor.
- Una línea de extracción de vapor de la turbina que alimenta los secaderos de madera de la empresa Urufor. Esta última se encuentra situada al lado de las instalaciones de Bioener.

El proceso productivo se puede describir tomando en cuenta las diferentes etapas:

a - Acondicionamiento de combustible

El combustible, denominado biomasa, proviene fundamentalmente de los residuos (aserrín y chip) del proceso productivo de Urufor, aserradero que se encuentra al lado de Bioener, y biomasa adquirida de proveedores externos.

La biomasa proveniente de Urufor llega por medio de una cinta transportadora totalmente cerrada a un silo de almacenamiento.

La biomasa adquirida de terceros llega en camiones totalmente cerrados y se descarga en una tolva con la cual se alimenta el silo antes citado o se deposita en una pila externa.

Existe también la posibilidad de recibir rolos para chipear. El chip generado por los rolos se vuelca directamente en la tolva de abastecimiento del silo.

b - Generación de vapor

La caldera recibe el combustible y se produce la combustión, para realizar el cambio de estado del agua hasta valores de alta presión y alta temperatura en la zona de sobrecalentado.

Esta caldera quema el combustible leñoso, mediante gasificación previa en un gasógeno.

El vapor sobrecalentado alimenta el turbogenerador.

c - Generación de energía eléctrica y vapor de proceso

El vapor ingresa a la turbina produciendo energía mecánica y vapor de baja presión. La energía mecánica de la turbina es convertida en energía eléctrica en el generador y el vapor de baja presión resulta en vapor de extracción y vapor de escape.

El vapor de extracción es utilizado para precalentar el aire y el agua de alimentación de la caldera y es enviado a Urufor para ser utilizado en los secaderos de madera, retornando bajo la forma de condensado a un tanque.

El vapor de escape pasa por aerocondensadores y el condensado va también al tanque antes citado, de donde se alimenta el tanque de alimentación de la caldera.

El turbogenerador está compuesto por una turbina de contrapresión, de un único cuerpo.

Instalaciones auxiliares y servicios anexos

a) Sistema de manejo y alimentación de combustible sólido.

Está compuesto por diversas cintas transportadoras, totalmente cerradas, lo que reduce prácticamente a cero la liberación de polvo a la atmósfera, por

esta vía. También se utilizan roscas de alimentación a los gasógenos y un silo de almacenamiento.

b) Equipos auxiliares del ciclo térmico.

Los equipos auxiliares del ciclo térmico se componen de cañerías con válvulas, tanque de alimentación de agua a la caldera con desgasificador, bombas de alimentación, calentadores de superficie para el agua de alimentación de caldera, planta de desmineralización de agua, tanque de expansión de purga continua, tanque de expansión de purgas no recuperables, torre de enfriamiento del aceite de turbina y generador eléctrico.

c) Instalación eléctrica

La energía eléctrica es generada a 13,2 Kilovatios por el turbogenerador.

Por medio de un transformador es convertida a 31.5 Kilovatios para permitir la conexión con la red de UTE. Existe también un transformador que convierte los 13,2 KV a 380 V para suministro de energía eléctrica a la planta.

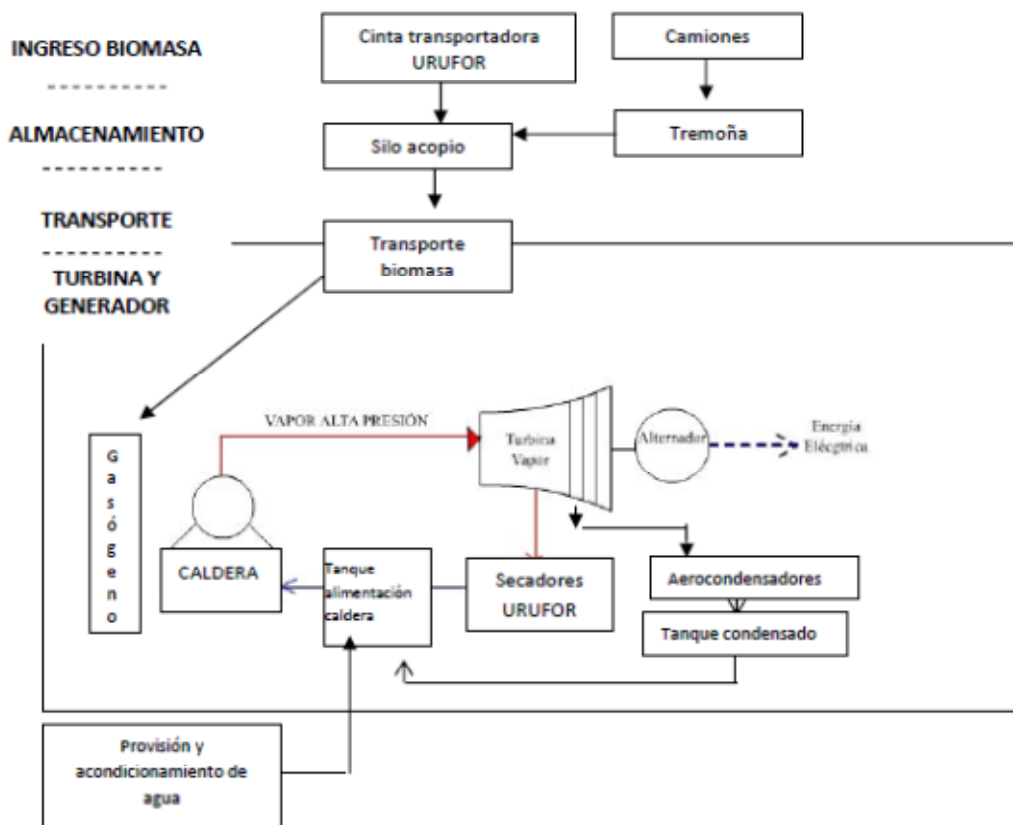
La conexión es reversa, o sea, si la planta genera energía le envía a la red de UTE y si está apagada recibe energía de la red.

d) Acondicionamiento de agua de abastecimiento

La planta se abastece de agua de pozo artesiano. Se le llama pozo artesiano al pozo que se excava en la tierra o en la roca hasta dar con el agua contenida a presión entre las capas subterráneas, para que esta encuentre salida y suba de nivel de manera natural.

El agua para alimentación del circuito de vapor pasa por una planta de tratamiento desmineralizadora.

A continuación se presenta el diagrama de flujo de los procesos operativos de la planta de Bioener:



Proceso de Reconocimiento del Ingreso

Según las entrevistas realizadas con la Cra. Estela Abramo el proceso contable de Bioener no difiere significativamente del resto de las empresas analizadas en este trabajo.

Una vez generada la energía eléctrica, el excedente, si hubiere, es traspasado a la red de UTE a través del nodo de conexión. En este punto y a diferencia del resto de las empresas analizadas, Bioener presenta dos contadores de consumo de energía eléctrica, uno de ellos pertenece a UTE y el restante es propiedad de Bioener.

Para determinar la cantidad de energía eléctrica traspasada a la red de UTE se chequean ambos contadores aunque el que es tenido en cuenta para realizar la facturación mensual correspondiente, es el contador de UTE. De todas maneras la Contadora nos explicó que normalmente no existen diferencias significativas entre ambos contadores.

Tal como se menciona anteriormente, el traspaso de energía eléctrica a la red de UTE existe en caso de que la planta produzca una mayor cantidad de la que consume.

A la cantidad de megavatios por hora traspasados a la red de UTE, medidos según el medidor de éste último, instalado en el nodo de conexión con la red de UTE se le va a aplicar la paramétrica incluida en el numeral VIII del Contrato de Compraventa de Energía Eléctrica de manera de poder determinar el precio de

venta correspondiente. Este contrato de compraventa se puede ver en la página web de UTE (www.ute.com.uy)

Una vez obtenido el precio ajustado de la energía eléctrica según lo establecido por el mencionado contrato y los megavatios por hora traspasados a la red, se puede conocer el total correspondiente a la facturación mensual realizada a UTE por venta de energía eléctrica.

Los datos obtenidos a través del medidor son considerados confiables ya que se extraen del medidor instalado por UTE en el nodo de conexión.

El importe obtenido de este proceso es el que se registra como ingreso por energía eléctrica en el estado de resultados.

3.2 ENERGÍA EÓLICA

La información obtenida en relación a la energía eólica en este capítulo fue extraída de la presentación la Cra. Elena Baldoira para la Escuela de Negocios Internacionales de la Cámara Nacional de Comercio y Servicios del Uruguay (Baldoira, 2011, págs. 51-70)

La energía eólica es una forma indirecta de energía solar. La misma se genera a partir de las diferencias de temperatura y de presión inducidas en la atmósfera por la absorción de la radiación solar y como consecuencia ponen en movimiento a los vientos.

En cuanto a los vientos de la superficie terrestre, se ven influenciados por la rugosidad del terreno, los obstáculos y la orografía.

Para poder generar energía eólica es necesaria la instalación de un parque eólico. Un parque eólico está constituido por un conjunto de máquinas (los aerogeneradores) necesarias para transformar la energía contenida en el viento en energía útil.

La energía que puede ser aprovechada del viento depende de su velocidad, de la densidad del aire y del diámetro del rotor del aerogenerador.

La medida del viento queda caracterizada por su intensidad (velocidad) y su dirección, para lo que se utilizan anemómetros y veletas respectivamente.

Según investigaciones realizadas (WWEA, 2006) las ventajas y los inconvenientes de la utilización de este tipo de generación de energía eléctrica son las siguientes:

Ventajas de la energía eólica

- Es un tipo de energía renovable ya que tiene su origen en procesos atmosféricos debidos a la energía que llega a la Tierra procedente del Sol.
- Es una energía limpia ya que no produce emisiones atmosféricas ni residuos contaminantes.
- No requiere una combustión que produzca dióxido de carbono (CO₂), por lo que no contribuye al incremento del efecto invernadero ni al cambio climático.
- Puede instalarse en espacios no aptos para otros fines, por ejemplo en zonas desérticas, próximas a la costa, en laderas áridas y muy empinadas para ser cultivables.
- Puede convivir con otros usos del suelo, por ejemplo prados para uso ganadero o cultivos bajos como trigo, maíz, papas, remolacha, etc.
- Crea un elevado número de puestos de trabajo en las plantas de ensamblaje y las zonas de instalación.
- Su instalación es rápida, entre 4 meses y 9 meses.
- Su inclusión en un sistema interligado permite, cuando las condiciones del viento son adecuadas, ahorrar combustible en las centrales térmicas y/o agua en los embalses de las centrales hidroeléctricas.

- Su utilización combinada con otros tipos de energía, habitualmente la solar, permite la autoalimentación de viviendas, terminando así con la necesidad de conectarse a redes de suministro, pudiendo lograrse autonomías superiores a las 82 horas, sin alimentación desde ninguno de los 2 sistemas.
- Posibilidad de construir parques eólicos cerca del mar, donde el viento es más fuerte, más constante y el impacto social es menor, aunque aumentan los costos de instalación y mantenimiento.

Aspectos técnicos

La variabilidad en la producción de energía eólica tiene 2 importantes consecuencias:

- Para evacuar la electricidad producida por cada parque eólico (que suelen estar situados además en parajes naturales apartados) es necesario construir unas líneas de alta tensión que sean capaces de conducir el máximo de electricidad que sea capaz de producir la instalación. Sin embargo, la media de tensión a conducir será mucho más baja. Esto significa poner cables 4 veces más gruesos, y a menudo torres más altas, para acomodar correctamente los picos de viento.
- Es necesario suplir las bajadas de tensión eólicas "instantáneamente" (aumentando la producción de las centrales térmicas), pues si no se hace así se producirían, y de hecho se producen apagones generalizados por

bajada de tensión. Este problema podría solucionarse mediante dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica. Pero la energía eléctrica producida no es almacenable: es instantáneamente consumida o perdida.

Además, otros problemas son:

- Uno de los grandes inconvenientes de este tipo de generación, es la dificultad intrínseca de prever la generación con antelación. Dado que los sistemas eléctricos son operados calculando la generación con un día de antelación en vista del consumo previsto, la aleatoriedad del viento plantea serios problemas. Los últimos avances en previsión del viento han mejorado muchísimo la situación, pero sigue siendo un problema. Igualmente, grupos de generación eólica no pueden utilizarse como nudo oscilante de un sistema.
- Además de la evidente necesidad de una velocidad mínima en el viento para poder mover las aspas, existe también una limitación superior: una máquina puede estar generando al máximo de su potencia, pero si el viento aumenta lo justo para sobrepasar las especificaciones del aerogenerador, es obligatorio desconectar ese circuito de la red o cambiar la inclinación de las aspas para que dejen de girar, puesto que con viento de altas velocidades la estructura puede resultar dañada por los esfuerzos que aparecen en el eje. La consecuencia inmediata es un descenso evidente de la producción eléctrica, a pesar de haber viento en abundancia, y otro

factor más de incertidumbre a la hora de contar con esta energía en la red eléctrica de consumo.

Aunque estos problemas parecen únicos a la energía eólica, son comunes a todas las energías de origen natural:

- Un panel solar sólo producirá potencia mientras haya suficiente luz solar.
- Una central hidráulica de represa sólo podrá producir mientras las condiciones hídricas y las precipitaciones permitan la liberación de agua.
- Una central mareomotriz sólo podrá producir mientras la actividad acuática lo permita.

Aspectos medioambientales

- Generalmente se combina con centrales térmicas, lo que lleva a que existan quienes critican que realmente no se ahorren demasiadas emisiones de dióxido de carbono. No obstante, hay que tener en cuenta que ninguna forma de producción de energía tiene el potencial de cubrir toda la demanda y la producción energética basada en renovables es menos contaminante, por lo que su aportación a la red eléctrica es netamente positiva.
- El impacto paisajístico es una nota importante debido a la disposición de los elementos horizontales que lo componen y la aparición de un elemento

vertical como es el aerogenerador. Producen el llamado *efecto discoteca*: este efecto aparece cuando el sol está por detrás de los molinos y las sombras de las aspas se proyectan con regularidad sobre los jardines y las ventanas, parpadeando de tal modo que la gente denominó este fenómeno: “efecto discoteca”. Esto, unido al ruido, puede llevar a la gente hasta un alto nivel de estrés, con efectos de consideración para la salud. No obstante, la mejora del diseño de los aerogeneradores ha permitido ir reduciendo el ruido que producen.

- La apertura de pistas y la presencia de operarios en los parques eólicos hace que la presencia humana sea constante en lugares hasta entonces poco transitados. Ello afecta también a la fauna.

Situación Actual en Uruguay

En la actualidad según el Ministerio de Industria, Energía y Minería (Ministerio de Industria, Energía y Minería, 2011) Uruguay cuenta con cuatro parques eólicos de gran escala que suman un total de 43,45 MW de potencia: uno de 10 MW, uno de 13 MW, uno de 20 MW y uno de 450 KW. Todos se encuentran generando y operativos, salvo el de 10 MW que entraron en operación en marzo de 2011. Tres de los emprendimientos son privados. El restante (el de 20 MW) es propiedad de la empresa estatal UTE, y fue construido en dos etapas: la primera fue habilitada en noviembre de 2008 y la segunda en junio de 2010. Todos los parques se encuentran en la zona sureste del país. Aparte de estos parques operativos, UTE tiene firmados contratos

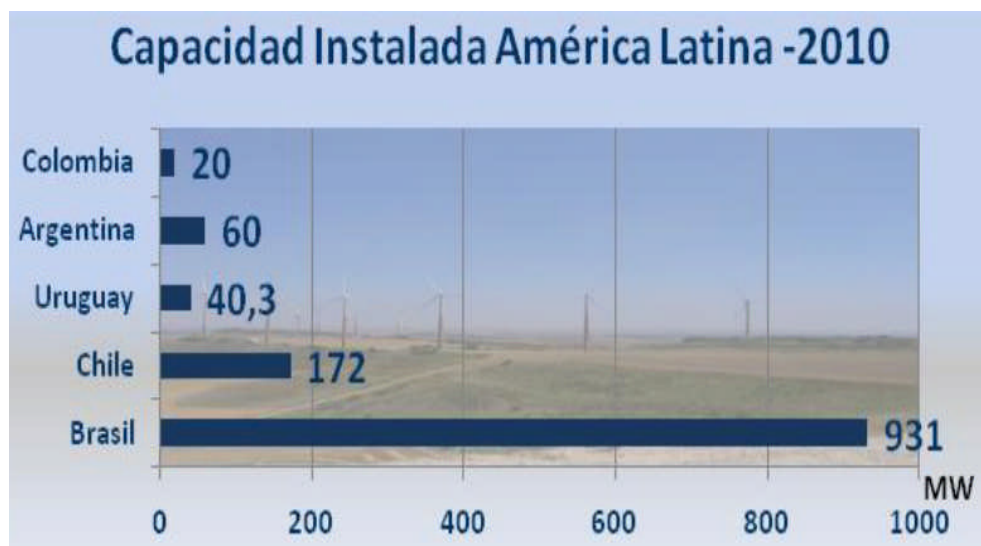
con privados para la compra de energía eléctrica de fuente eólica por un total de 20 MW, en dos parques que se encuentran en la etapa de construcción. Estos entrarían en funcionamiento no más allá de diciembre de 2012. A la fecha del presente trabajo, UTE se encuentra en las últimas etapas de adjudicación de contratos de energía eólica con privados por una potencia total de 150 MW. El 31 de diciembre de 2010 se anunció el proceso de selección para 150 MW adicionales con privados en 2011. Este será un proceso de contratación similar al llevado a cabo en 2010 por los primeros 150 MW, con los ajustes surgidos de la experiencia adquirida en éste.

Perspectivas

La política energética delineada por las autoridades estatales establece dentro de sus objetivos la diversificación de la matriz de fuentes primarias de generación, incluyendo fuentes no convencionales y autóctonas. Existen metas a corto, mediano y largo plazo de crecimiento y evolución en la participación de las diversas fuentes en la matriz. Éstas se encuentran publicadas en el sitio web www.dnetn.gub.uy. Entre las metas establecidas para el 2015 se destaca la incorporación de 500 MW de potencia proveniente de fuentes renovables (eólica, biomasa y minihidráulica) dentro de las cuales un mínimo de 300 MW corresponden a fuente eólica. Con el anuncio de UTE en enero de 2011 esta última cantidad se elevó a 500 MW.

Casos de estudio

La generación de energía eléctrica utilizando como materia prima la energía eólica en nuestro país se encuentra en pleno desarrollo. Por ello, Uruguay es parte de los 5 países de América del Sur que poseen una capacidad instalada mayor a 20 MW según datos recabados en el 2010 por la Cra. Elena Baldoira los cuales fueron mostrados en la sección anterior. De todas maneras tomando en cuenta este ranking Uruguay se encuentra en el 4° lugar con 40,3 MW de capacidad instalada. Brasil lidera este ranking con 931 MW de capacidad instalada mientras que el 5° lugar lo tiene Colombia con 20 MW de capacidad instalada. A continuación se presenta un gráfico donde se ilustra la situación mencionada:



Fuente: (Baldoira, 2011, pág. 62)

En el Uruguay existen diversos emprendimientos de estas características que han entrado en servicio a Mayo 2011 como ser: Sierra de los Caracoles y ampliación (20Mw), Agroland (0,3 Mw), Nuevo Manantial S.A. (10 Mw) y Kentilux (10 Mw).

En este trabajo de investigación se profundizó sobre el proceso productivo y el posterior reconocimiento del ingreso por la venta de energía eléctrica de la empresa Agroland y de una empresa que se encuentra en proceso de instalación de un parque eólico en el Uruguay.

3.2.1 Agroland

Introducción

La información que se expone a continuación fue extraída de la página web de UTE. El archivo electrónico obtenido se titula “Generación Distribuida en operación” (UTE, 2011)

Agroland S.A. es propietaria de una Central compuesta en sus comienzos de dos aerogeneradores eólicos de 150 kilovatios cada uno. Se encuentra localizada en el Paraje Garzón, departamento de Maldonado.

Esta empresa presentó una oferta por más potencia a la licitación P35404. La localización del Generador en un punto muy débil de la red eléctrica produjo un fuerte incremento del componente precio correspondiente al costo de conexión, dejando la oferta fuera de competencia.

En una instancia posterior a la licitación mencionada, tras cuidadosos estudios y análisis de las redes locales, técnicos de UTE determinan la posibilidad de que Agroland S.A. pueda instalar en ese punto máximo de 300 kilovatios, con una potencia máxima de 250 kilovatios a inyectar a la red de distribución. Agroland, en esta instancia, se aseguró proceder de acuerdo a la legislación vigente, así como no dañar derechos de los restantes oferentes a la licitación.

Por la resolución R06 – 1894 del 1° de diciembre de 2006, el Directorio de UTE autorizó la suscripción de un contrato de compraventa de energía entre UTE y Agroland por 250 kilovatios y por un plazo corto, la posibilidad de prorrogarlo. El

precio convenido fue de US\$ 52 por megavatio por hora, tomando como referencia el Decreto 389/005. Las disposiciones principales de este decreto pueden ser encontradas en el marco normativo energético de la presente investigación.

El 08 de marzo de 2007 se firma un contrato comercial y un convenio de conexión en las condiciones establecidas en la resolución R06 – 1894.

El 28 de marzo de 2007 comienzan los ensayos de entrada en servicios.

El 13 de abril de 2007 se autoriza la conexión provisoria con observaciones pendientes, en un régimen de monitoreo estricto, que permita la detección inmediata de cualquier circunstancia que distorsione la calidad del servicio de los restantes usuarios de las redes.

Cabe destacar que a efectos de acortar los plazos de los ensayos, UTE accedió a instalar distintos equipos de prueba y control, servicio que luego fuera facturado al Generador, ya que la reglamentación prevé que tales ensayos son de cargo del mismo.

En un fuerte trabajo de equipo entre UTE y Agroland, donde se proponen y analizan propuestas para solucionar los problemas de conexión a la red, finalmente son superadas las observaciones a menos del factor de potencia, el cual no alcanzó hasta esta instancia los valores prefijados.

En concordancia con lo establecido en el llamado a licitación P37637, donde se establece una penalización económica de los apartamientos del factor de potencia,

Agroland y UTE acordaron incorporar una Adenda al contrato existente en este sentido. La misma es firmada el 25 de abril de 2008.

Con fecha 30 de abril de 2008 se firma el Acta de Entrada en Servicio de Agroland y el 06 de junio de 2008 Agroland presenta su primera factura a UTE.

Esta empresa consume la mayor parte de su generación, facturando mensualmente a UTE sus excedentes.

Proceso Productivo

La información obtenida del proceso productivo de la empresa Agroland fue obtenido a través de comunicaciones escritas con el Ingeniero Carlos Fernández Antúnez quien es parte del personal de Agroland.

Generación de energía eléctrica

El parque eólico de Agroland fue el primero en vender energía eléctrica a UTE y actualmente se encuentra constituido por tres aerogeneradores de 150 kilovatios de potencia nominal cada uno. Se le denomina potencia nominal a la cantidad máxima de energía que puede producir cada uno de los aerogeneradores.

Es un parque de pequeñas dimensiones que combinado por todos los aerogeneradores que la componen se obtiene un total de 450 kilovatios de potencia nominal instalada. La potencia nominal se obtiene únicamente los días de gran intensidad de viento.

Los aerogeneradores que componen el parque eólico de Agroland están conectados a la red interna de media tensión de 15 kilovattios en Agroland S.A.

La facturación realizada por parte de Agroland se compone del excedente entre la cantidad de energía eléctrica generada y la cantidad de energía eléctrica consumida por la planta. Este excedente de energía eléctrica que es vertida a la red de UTE oscila en cada uno de los períodos analizados debido a que este traspaso de energía eléctrica a la red de UTE depende de la intensidad del viento en ese período y del consumo interno de la planta para ese mismo período.

La cantidad de energía eléctrica que es consumida por la planta de Agroland y la cantidad de energía eléctrica que es vertida a la red de UTE depende de cada uno de los meses del año. Debido a que la electricidad en esta empresa se genera a partir del viento y el mismo no puede predecirse en cuanto a su intensidad y duración este tipo de variables no pueden ser manejadas por parte de la empresa. De todas maneras según los consumos de energía eléctrica registrados por la empresa y la cantidad de energía eléctrica traspasada a la red de UTE monitoreados por Agroland desde el inicio de sus operaciones, en Junio de 2008, se puede decir que aproximadamente del total de energía eléctrica producida por Agroland por cada mes del año el 70% es consumida por la empresa y el 30% restante es vendida a UTE.

Para poder medir el traspaso de energía eléctrica desde las instalaciones de Agroland a la red eléctrica de UTE se utiliza un instrumento de medición de energía eléctrica que se encuentra establecido en el punto de conexión de

Agroland a la línea de UTE. Este instrumento de medición de energía eléctrica es bidireccional, es decir, el mencionado instrumento mide el total de la energía eléctrica que es traspasada a la red de UTE y la cantidad de energía eléctrica que es consumida de la red de UTE de forma separada.

La cantidad de energía eléctrica que es generada en cada uno de los meses es muy variable según la intensidad del viento. Según los datos registrados por Agroland en el mes de Setiembre 2011 el parque eólico de Agroland generó aproximadamente 60.000 kilovatios, es decir, 60 megavatios.

En los períodos en que no se registran vientos de intensidad considerable no existe generación de energía eléctrica por parte de las instalaciones de Agroland.

Proceso Contable

El proceso contable por el cual se reconoce el ingreso en Agroland comienza con la obtención del volumen total de energía eléctrica vertida a la red de UTE. Como fue descrito en el título anterior el total de energía eléctrica que es facturada a UTE se compone del excedente entre el total de energía eléctrica consumida por la planta de Agroland y el total de energía eléctrica producida por el parque eólico. Esta medición es realizada por un medidor que mide al traspaso bidireccional de la energía eléctrica, es decir mide por un lado el total de energía eléctrica vertido a la red de UTE y por otro lado el total de energía eléctrica consumida por la planta de Agroland. Este medidor instalado cuenta con la verificación técnica tanto del

personal especializado de Agroland como de los técnicos idóneos de UTE. Por ello se considera confiable la fuente de estos datos que son utilizados para registrar el monto por ingreso.

El precio para registrar el ingreso correspondiente es obtenido a partir del contrato de compraventa de energía eléctrica celebrado con UTE. Un modelo de contrato de compraventa de energía eléctrica puede ser visualizado en el sitio web de UTE (www.ute.com.uy). En el numeral VIII – Precio, tributos y cargos por uso de las redes se establece el precio a utilizar ajustado por las variables mencionadas en dicho numeral de este contrato.

El producto proveniente entre el volumen de energía eléctrica excedente explicada en párrafos anteriores junto con el precio estipulado en el contrato de compraventa de energía eléctrica componen el saldo a registrar mensualmente como ingreso que coincide con el total facturado a UTE.

El criterio para el reconocimiento del ingreso por venta de energía eléctrica es el establecido por la NIC 18 – Ingreso de Actividades Ordinarias-. Los principales lineamientos de esta norma contables pueden ser revisados en el marco teórico contables del presenta trabajo de investigación.

La información relacionada con el volumen de energía eléctrica producida por la planta de Agroland fue proporcionada por el Ingeniero Carlos Fernández Antúnez.

3.2.2 Empresa X

Esta empresa, que se va a analizar a continuación, es líder a nivel mundial en este tipo de proyectos. Actualmente se encuentra en proceso de instalación de un parque eólico en el Uruguay.

La Gerencia de la empresa pidió expresamente no ser nombrada en esta investigación

Proceso Productivo

El proceso productivo de la empresa X fue consultado con el Economista encargado de evaluar la viabilidad del proyecto en nuestro país.

Pasos previos para la instalación de los equipos aerogeneradores

Para poder instalar un parque eólico con el propósito de generar energía eléctrica se debe, previamente, realizar un análisis de factibilidad de las condiciones medioambientales de manera de poder reducir al mínimo posible el riesgo de incertidumbre sobre el comportamiento de lo que constituye la materia prima para esta clase de proyecto. En este caso el viento conforma la materia prima fundamental para la generación de energía eléctrica. Por ello es de vital importancia tener un análisis previo de la cantidad de viento que se registran en las distintas zonas del país.

La energía eólica es un recurso abundante, renovable, limpio y ayuda a disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero al reemplazar termoeléctricas a base

de combustibles fósiles, lo que la convierte en un tipo de energía verde. Sin embargo, el principal inconveniente es su intermitencia.

Para poder medir la cantidad de viento se realizan mediciones que desde el punto de vista técnico se denominan certificaciones de vientos. Para ello se instala una torre de medición en determinado sitio del país y se comienza a medir los vientos. Esta torre de medición se compone de un aparato que mide los vientos y envía las señales a un sistema de base de datos.

Para poder determinar en qué sitio del Uruguay se debe instalar las torres de medición se utiliza el mapa eólico del Uruguay. Este mapa fue puesto a disposición del público en general por parte de UTE en su sitio web www.ute.com.uy.

Una vez determinada la zona geográfica apta para este proyecto se procede a instalar la torre de medición. En este punto se comienza a medir la intensidad de los vientos. Este paso es fundamental para tener una medición rigurosa y científica del recurso eólico.

Los vientos oscilan en mayor y menor intensidad dependiendo de la época del año.

Los datos recogidos en estas mediciones como componen una serie de datos es necesario contar con el tiempo prudencial para poder obtenerlos. Esta serie de datos constituye una serie estadística por lo que se puede obtener una media de la intensidad del viento, una varianza, una desviación estándar, un máximo y un

mínimo de intensidad. Cuanto mayor es la cantidad de datos obtenidos en este proceso menor será la incertidumbre que se va a tener para hacer las proyecciones de vientos, es decir, para predecir el viento.

Para realizar las mediciones se pueden utilizar varios instrumentos de medición. Uno de ellos lo compone el denominado P50. El P50 es un instrumento de medición que se encarga de brindar el volumen de producción de energía eléctrica que se va a producir con una probabilidad del 50% de ocurrencia, tomando como una variable dada la cantidad de viento que pudo ser medido en dicha zona, a través de las mediciones realizadas con la torre de medición.

Los datos que se obtienen con el método del P50 constituyen un modelo estadístico que en el área de la estadística se conoce como la campana de GAUSS. En este modelo los datos más importantes lo componen la media, la varianza y la desviación estándar. A través de ellos se determina la probabilidad de ocurrencia del escenario previsto y la cantidad de viento que va a haber.

Un tema clave en este proceso descripto para obtener las mediciones de intensidad de los vientos es el tiempo que requiere la obtención de las mediciones. Estos datos son básicamente el corazón del negocio debido a que este tipo de proyectos son de inversión bastante elevada y tiene una particularidad de que el 70% u 80% del componente de inversión son los aerogeneradores.

Proceso de Producción de electricidad a partir de energía eólica

El proceso de producción de electricidad en este caso particular comienza a partir del viento. Una vez seleccionada la zona donde se evaluó que existe gran cantidad de viento y con una muy buena intensidad se procede a instalar un aerogenerador.

El aerogenerador consiste en un generador eléctrico que es movido por una turbina la cual es accionada por el viento. Sus precedentes directos son los molinos de viento que se empleaban para la molienda y obtención de harina. En este caso, la energía eólica, en realidad la energía cinética del aire en movimiento, proporciona energía mecánica a un rotor hélice que, a través de un sistema de transmisión mecánico, hace girar el rotor de un generador, normalmente un alternador trifásico, que convierte la energía mecánica rotacional en energía eléctrica.

Una característica de este tipo de generación de energía eléctrica es que para comenzar el proceso de generación de energía se necesita pequeñas cantidades de energía eléctrica de la red de UTE. Una vez que comienza el proceso de generación de energía, ésta no consume más de la red de UTE. Distinto es el caso en una cogeneración de energía donde existe un proceso industrial que ante cualquier situación necesita estar conectado a la red de UTE para el caso en que la energía generada no sea suficiente para mantener la planta industrial en funcionamiento. En el caso de los aerogeneradores no se consume energía eléctrica de UTE a excepción del momento inicial.

Medición del paso de energía eléctrica a la red de UTE

La red de transporte de energía eléctrica es la parte del sistema de suministro eléctrico constituida por los elementos necesarios para llevar hasta los puntos de consumo y a través de grandes distancias la energía eléctrica generada en las centrales eléctricas.

Para poder medir el pasaje de energía eléctrica a la red de UTE es necesario en cada generador tener un nodo de conexión. El nodo de conexión consiste en implementar una instalación eléctrica donde se pueda conectar el aerogenerador con la red de UTE. Posteriormente se debe realizar el tendido de la red donde se transporta la energía eléctrica generada en los aerogeneradores a la red de UTE. En el nodo de conexión de la red del parque eólico con la red de UTE se instala un medidor que se encarga de medir el paso de energía eléctrica producida por los aerogeneradores a la red de UTE. Este medidor utiliza el kilovatio como unidad de medición. A través de este medidor se obtiene la cantidad de kilovatios pasados a la red y con ellos se realiza la factura mensual en base al precio estipulado en el contrato que es ajustado semestralmente por una paramétrica también detallada en el contrato. El precio y la paramétrica utilizada pueden ser visualizados en el Contrato Tipo de Compraventa de Energía entre UTE y las empresas privadas que se encuentra en la página web de UTE (www.ute.com.uy).

UTE, debido a la modalidad de los contratos actuales, abona a las empresas el cargo por la energía eléctrica pasada a la red, no paga por reserva de capacidad u otro esquema que puede haber en casos de cogeneraciones de energía eléctrica. En el caso de esta empresa no se almacena energía, todo lo que se genera se inyecta a la red y por contrato UTE paga por este pasaje de energía.

Proceso licitatorio y aspectos principales del contrato de la empresa X con UTE

Los contratos celebrados entre las empresas que generan energía eléctrica y UTE son generalmente a largo plazo, entre quince y veinte años. La razón principal de este plazo se debe a que la inversión realizada en estos proyectos es muy importante.

En el Uruguay el proceso para contratar con UTE es a través de una licitación pública por competitividad. Las empresas ofertan un precio por la energía a inyectar a la red. La licitación le es adjudicada a aquella empresa que oferte el precio más bajo. En este momento la empresa adjudicada celebra un contrato con UTE.

Fin del contrato

Actualmente los contratos que se firman con UTE con el objeto de la compraventa de energía eléctrica una vez que caducan se termina el contrato. La inversión realizada se amortiza en los 15 o 20 años que perdure el contrato de forma lineal.

Existe un valor residual en la inversión. La misma depende de los equipos y del mantenimiento que se les dé en la vida útil. Según estimaciones realizadas en la

empresa X los equipos aerogeneradores pueden llegar a venderse o explotarse cinco años más. Otra alternativa es renegociar un aumento del plazo del contrato.

Imagen ilustrativa de un parque eólico



Proceso Contable

La información obtenida para poder conocer el proceso de reconocimiento de ingresos en la empresa X fue obtenida a través de comunicaciones orales y escritas con la encargada del departamento contable de esta empresa.

Reconocimiento de ingresos

A través del proceso productivo de la energía eléctrica en base de la energía eólica detallado anteriormente se pudo conocer que existe un nodo de conexión entre el parque eólico y la red de UTE. En este nodo de conexión existe instalado un medidor que se encarga de medir la energía eléctrica generada por los

aerogeneradores y traspasada a la red de UTE. La unidad en que este instrumento mide el pasaje de la energía eléctrica es el kilovatio.

Al cierre de cada mes se obtiene de la lectura del medidor la cantidad de kilovatios que fueron enviados a la red de UTE. A través de la relación de que mil kilovatios equivalen a un megavatio se transforman los kilovatios obtenidos en el medidor a la cantidad de megavatios equivalentes. Esta transformación debe ser realizada ya que en el contrato celebrado con UTE el precio estipulado se basa en el megavatio como unidad de medida. En el Contrato de Compraventa de Energía Eléctrica que se encuentran el sitio web de UTE, en su numeral VIII – Precios, Tributos y Cargos por uso de las Redes- se puede verificar que el precio base estipulado es en dólares por megavatio por hora.

A la cantidad de megavatios por hora traspasados a la red de UTE medidos según el medidor instalado en el nodo de conexión del parque eólico con la red de UTE se le va a aplicar la paramétrica incluida en el numeral VIII del Contrato de Compraventa de Energía Eléctrica mencionado en el párrafo anterior de manera de poder determinar el precio de venta correspondiente.

Una vez obtenido el precio ajustado de la energía eléctrica según lo establecido por el mencionado contrato y los megavatios por hora traspasados a la red se puede conocer el total correspondiente a la facturación realizada a UTE por venta de energía eléctrica.

Los datos obtenidos a través del medidor son considerados confiables por los técnicos especializados en la medición del traspaso de energía eléctrica. Los

técnicos que apoyan este argumento son tanto técnicos de la empresa X como técnicos pertenecientes al personal de UTE.

El importe obtenido es el que se registra como ingreso por energía eléctrica en el estado de resultados.

4 Análisis de los diferentes criterios contables

4.1 Aplicaciones de la NIC 18

En base al estudio realizado de los criterios de reconocimiento de ingresos para cada una de las empresas investigadas podemos concluir que la contabilización de la venta de energía eléctrica es similar en cada una de ellas.

En general el proceso contable adoptado por las mismas consiste en:

- Medir la energía eléctrica suministrada a UTE mensualmente a través del contador de consumo instalado en el nodo de conexión.
- Establecer el precio de venta de la electricidad mediante el contrato de compraventa de energía eléctrica celebrado oportunamente con UTE y ajustarlo de ser necesario.
- Confeccionar la factura mensual correspondiente a UTE la cual será compuesta por los dos ítems señalados en los puntos anteriores.
- Contabilizar el ingreso correspondiente en base al criterio de lo devengado por la venta de la energía eléctrica entregada a UTE.

Según el análisis que hemos realizado consideramos que la aplicación de las disposiciones establecidas en la NIC 18 contempla la realidad de las distintas empresas estudiadas por lo que estamos de acuerdo con la aplicabilidad de esta norma contable para el reconocimiento de ingresos por la venta de energía eléctrica.

Aunque el ciclo productivo de la energía puede presentar aspectos diferentes a, por ejemplo, empresas productoras de bienes tangibles el criterio de reconocimiento de ingresos no difiere significativamente. En el caso de éstas últimas existe un mayor control en el momento del traspaso de los riesgos y beneficios ya que se tiene un mayor control sobre un bien tangible. En el caso de las empresas que venden energía existe una mayor dificultad para controlar esta situación debido a la naturaleza del negocio. Es decir no hay separación entre la producción y la entrega, es un sistema integrado donde toda la producción de energía es traspasada automáticamente a la red de UTE.

Al ser la energía un bien intangible los puntos descritos en el párrafo anterior son más difíciles de identificar ya que el momento del traspaso de la energía no se puede visualizar y por lo tanto el único medio que permite conocer el momento del traspaso de la energía es el contador de consumo.

Entendemos que se debe aplicar la NIC 18 para este tipo de empresas debido a las siguientes razones:

- La NIC 18 debe ser aplicada al contabilizar los ingresos procedentes de la venta de productos o la prestación de servicios.
- El ingreso por venta de energía eléctrica cumple con la definición expuesta por la NIC 18 sobre los ingresos ordinarios. Según la NIC 18 los ingresos ordinarios son la entrada bruta de beneficios económicos, durante el período, surgidos en el curso de las actividades ordinarias de una entidad, siempre que

tal entrada de lugar a un aumento en el patrimonio neto, que no esté relacionado con las aportaciones de los propietarios de ese patrimonio.

- Adicionalmente el ingreso por la venta de electricidad es medida a través del valor razonable expuesto por la NIC 18. Esta norma define valor razonable como el importe por el cual puede ser intercambiado un activo, o cancelado un pasivo, entre un comprador y un vendedor interesados y debidamente informados, que realizan una transacción libre.
- El importe del ingreso por venta de energía eléctrica en estas empresas se realiza a través del acuerdo entre las mismas y UTE. La NIC 18 en su párrafo 10 expone: “El importe de los ingresos de actividades ordinarias derivados de una transacción se determina, normalmente, por acuerdo entre la entidad y el vendedor o usuario del activo. Se medirán al valor razonable de la contrapartida, recibida o por recibir, teniendo en cuenta el importe de cualquier descuento, bonificación o rebaja comercial que la entidad pueda otorgar”. Consideramos que el precio estipulado en el contrato celebrado con UTE representa el valor razonable de la contrapartida entregada ya que el mismo contempla semestralmente ajustes en el precio a través de una paramétrica donde se incluyen variables como el Índice de Precios al Productor de Estados Unidos de América.
- Siguiendo con el párrafo 11 de esta norma contable expresa que “En la mayoría de los casos, la contrapartida revestirá la forma de efectivo u otros medios equivalentes al efectivo, y por tanto el ingreso se mide por la cantidad

de efectivo u otros medios equivalentes, recibidos o por recibir”. En nuestro caso de estudio UTE realiza los pagos en efectivo para cancelar las facturas realizadas mensualmente por estas empresas. Cabe aclarar que en este tipo de empresas no existe trueque ya que la cantidad de energía eléctrica que es suministrada por UTE a la empresa tiene una factura diferente a la correspondiente por la venta de energía eléctrica de la empresa a UTE.

- Los ingresos de actividades ordinarias procedentes de la venta de bienes deben ser reconocidos y registrados en los estados contables cuando se cumplen todas y cada una de las siguientes condiciones:

(a) la entidad ha transferido al comprador los riesgos y ventajas, de tipo significativo, derivados de la propiedad de los bienes. En los casos de estudio las empresas traspasan toda la energía producida dado que la electricidad no puede ser almacenada.

(b) la entidad no conserva para sí ninguna implicación en la gestión corriente de los bienes vendidos, en el grado usualmente asociado con la propiedad, ni retiene el control efectivo sobre los mismos. Dado que no es posible almacenar la energía eléctrica producida, la misma es traspasada a la red de UTE por medio del nodo de conexión y una vez que la energía pasa por dicho punto la empresa productora deja de tener cualquier tipo de propiedad sobre la misma.

Por esta razón no existe la posibilidad de que surjan problemas de deterioro (mermas) ni de valuación ya que no existe la posibilidad de mantener un

stock de la misma. Tal como se mencionó en la sección 4.2 Energía Eólica la energía eléctrica producida no es almacenable: es instantáneamente vendida, consumida o perdida.

(c) el importe de los ingresos de actividades ordinarias puede ser medido con fiabilidad; La cantidad es medida mediante la utilización contadores de consumo que cuentan con la aprobación técnica tanto por ingenieros de estas empresas productoras de electricidad como del personal especializado de UTE. Además el precio de la transacción está establecido por el respectivo contrato firmado con UTE

(d) es probable que la entidad reciba los beneficios económicos asociados con la transacción. Existe el cobro de una factura mensual por parte de la empresa productora de energía eléctrica. Esta factura es un documento exigible y emitido por UTE, que es una empresa perteneciente al Estado que posee el monopolio de la venta de energía eléctrica a la población uruguaya, por lo que entendemos que dicha empresa posee solvencia para el pago de sus obligaciones. Además de lo expuesto cabe mencionar que existe un contrato donde ambas partes establecen la contrapartida a recibir por la venta de la energía eléctrica.

(e) los costos incurridos, o por incurrir, en relación con la transacción pueden ser medidos con fiabilidad. Cada una de las empresas puede medir con fiabilidad los costos incurridos en la creación de la energía eléctrica ya que conocen todas las variables existentes en el proceso como el costo de

generación de la energía eléctrica y el costo incurrido en el traspaso de la electricidad al sistema de cableado de UTE.

Por otra parte, teniendo en cuenta que para aquellas empresas en que el giro principal es la venta de energía eléctrica se puede plantear la duda de la aplicación de la IFRIC 12 “Acuerdo de concesión de servicios” vigente en Uruguay según el decreto 266/007. Esta interpretación, tal como se detalló en el capítulo 2 del presente trabajo, surge debido a que no existía hasta el momento de su creación una uniformidad de criterios para contabilizar este tipo de contratos, es decir aquellos contratos que implican un egreso muy significativo en cuanto a la infraestructura a instalar y además implican un plazo considerable entre el momento del comienzo de la construcción de la infraestructura y el momento de finalización de sus operaciones.

Estas consideraciones nombradas en el párrafo anterior planteaban interrogantes en cada una de las empresas que se enfrentaban ante esta situación ya que en algunos casos se contabilizaba el activo fijo como propio, en otros casos como se consideraba que al ser una concesión de un servicio estatal una vez terminado el contrato y la empresa tener que devolver la propiedad de las instalaciones al Estado, contabilizaban el activo fijo como un activo financiero o intangible.

Mediante esta interpretación se buscó que no existieran estas diferencias de criterios en la aplicación de la normativa contable en empresas que cumplan con ciertas características especiales como ser las mencionadas en éstos últimos párrafos.

Adicionalmente la venta de energía eléctrica en el Uruguay se considera un servicio público. Los servicios públicos son definidos por el Dr. Horacio Cassinelli Muñoz (Muñoz, 2002, pág. 168) como una categoría de cometidos del Estado, que pueden ser desempeñados tanto por el Estado como por concesionarios y se caracterizan por:

- tratarse de prestaciones individualizadas, es decir que hay usuarios concretos de los servicios públicos;
- el Estado es responsable de su buen funcionamiento, es decir que el Estado no podría dejar de prestar esos servicios y dejar de dirigir su prestación por concesionarios, o sea, el Estado toma a su cargo esos servicios o los concede a particulares vigilando la buena prestación del servicio.

En el Uruguay UTE es la empresa del Estado que brinda el servicio de suministro de energía eléctrica a la población. Por esta razón la venta de energía eléctrica, tal como analizamos en las empresas bajo estudio en este trabajo de investigación, puede implicar la prestación de un servicio, la venta de un producto o ambas. Estas características nos permiten plantearnos la duda de si la IFRIC 12 es de aplicación a las empresas productoras de energía eléctrica, dado que implica una gran inversión, los contratos son a largo plazo como en el caso de parques eólicos que implican contratos de hasta veinte años y además el suministro de energía eléctrica es un servicio público.

4.2 Aplicación de la IFRIC 12 para las empresas productoras de energía eléctrica a partir de recursos renovables

Según se desprende de la IFRIC 12 detallada en el Capítulo 2 de este trabajo, los acuerdos de servicios para concesiones son acuerdos mediante los cuales un gobierno u otro cuerpo otorgan contratos a operadores privados para la prestación de servicios públicos – tales como carreteras, distribución de energía, cárceles u hospitales.

La IFRIC 12 surge como respuesta a la necesidad de los operadores de saber cómo contabilizar la infraestructura construida por ellos, la que habrían adquirido en el marco del acuerdo de concesión de servicio público al privado o a la que se le dio el acceso para proveer servicio público.

4.2.1 Principios expuestos por la IFRIC 12 que aplican a este sector de la industria energética

A nuestro juicio en el contenido de la IFRIC 12 existen diversos puntos que llevan a la interrogante de si esta norma es aplicable a las empresas de este ramo, los cuales se detallan a continuación:

En los párrafos iniciales (4 a 9) la IFRIC 12 expone que la misma es de aplicación obligatoria para los acuerdos de concesión de servicios brindados estos por una empresa pública o bien una entidad del sector privado en la que se ha delegado la

responsabilidad del servicio y un operador que pertenece al sector privado. El contenido de esta IFRIC apunta a la adopción de la misma por parte del operador ya que no está destinada a empresas del sector público.

Siguiendo la idea central del párrafo anterior sería de aplicación obligatoria a las empresas que pertenecen al sector privado que son objeto de una concesión pública.

En el literal b) del párrafo 3 la IFRIC menciona:

“el contrato establece los precios iniciales que debe recaudar el operador y regula las revisiones de precios durante el periodo de acuerdo del servicio”

Este punto mencionado por la IFRIC 12 pudo ser verificado en nuestra investigación ya que en los contratos de compraventa de energía que se firman entre las empresas del sector energético actualmente con UTE se estipula en el numeral VIII que el precio inicial luego será actualizado semestralmente por una paramétrica que contempla el precio en dólares por megavatio hora a enero del año 2011 y el Índice de Precios al Productor de Estados Unidos de América como variable que ajusta al precio mencionado anteriormente.

La IFRIC 12 en su párrafo 5 literal a) expresa lo siguiente:

“la concedente controla o regula qué servicios debe proporcionar el operador con la infraestructura, a quién debe suministrarlos y a qué precio”

Interpretando la frase antedicha tenemos a UTE (Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas) como la empresa del Estado que regula el servicio de abastecimiento de energía eléctrica a los habitantes del Uruguay y, por otro lado las empresas productoras de energía eléctrica que componen el sector en estudio. Aplicando el contenido de la IFRIC 12 en la realidad uruguaya actual sobre el sector energético nos dice que el Estado a través de UTE controla o regula qué servicios deben proporcionar este tipo de empresas, a quién debe suministrarlos y a qué precio. A simple vista la mayoría de las características mencionadas se cumplen pero vamos a detallarlas detenidamente.

a) UTE es la empresa estatal de energía eléctrica del Uruguay, es decir, quien ejerce el monopolio en el abastecimiento de energía eléctrica a los consumidores uruguayos. Por consiguiente es quien impone las reglas de contratación con otras empresas del sector privado que quieran producir energía eléctrica. Estas condiciones que impone UTE para la instalación de empresas productoras de energía eléctrica están estipuladas en los decretos tales como el 77 / 006 y 397 / 007 detallados en el marco normativo que conforma esta investigación. En estos decretos se autoriza la instalación de empresas productoras de energía eléctrica a través de fuentes eólicas, biomasa y pequeñas centrales hidroeléctricas. Por ello podemos decir que el primer ítem del párrafo 5 del literal a) se estaría cumpliendo.

b) En cuanto a cuales empresas deben suministrar este servicio y a qué precio nos podemos remitir al sitio web de UTE donde se adjunta el contrato tipo de UTE para contratar con este tipo de empresas denominado bajo el código K42433 – Contrato de Compra venta de Energía Eléctrica. Este contrato es de dominio público y puede ser descargado del sitio web www.ute.com.uy. En el numeral III de este contrato se puede visualizar que UTE estipula que el objeto del contrato es la compraventa de energía eléctrica entre UTE y el Generador (empresa privada), generada por la Central Asociada. Por último en el numeral VIII se estipula el precio de la energía contratada.

c) En cuanto a quien es el destinatario de este servicio, se realizó un análisis detallado en la sección 4.2.2 Principios expuestos por la IFRIC 12 que no aplican a este sector de la industria energética.

Avanzando en el alcance de la IFRIC 12 se encuentra en el numeral 7 el siguiente punto:

“Esta interpretación se aplica tanto a:

- (a) las infraestructuras que el operador construya o adquiera de un tercero para ser destinadas al acuerdo de prestación de servicios; como a
- (b) las infraestructuras ya existentes a las que el operador tenga acceso, con el fin de prestar los servicios previstos en la concesión, por acuerdo de la entidad concedente.

Este numeral menciona que la IFRIC 12 abarca tanto a los operadores que construyan sus instalaciones para destinarlas al abastecimiento del servicio o a aquellos que adquieran las mismas de un tercero. Para los casos específicos de las 4 empresas que hemos entrevistado podemos concluir que aplicaría este numeral de la IFRIC para la Empresa X y Bioener ya que el propósito de sus instalaciones es proveer energía eléctrica a UTE mientras que UPM y Agroland desarrollaron su infraestructura para suministrarse energía eléctrica para sí mismos. Por esta razón en estos dos últimos casos la venta de energía eléctrica a UTE constituye un producto secundario.

Según los puntos anteriormente expuestos este tipo de industrias deberían aplicar los criterios de la IFRIC 12 – Acuerdo de concesión de servicios.

4.2.2 Principios expuestos por la IFRIC 12 que no aplican a este sector de la industria energética

La IFRIC 12 en su párrafo 3 literal d) expresa:

- (d) el operador está obligado a entregar la infraestructura a la concedente en unas condiciones especificadas al final del periodo del acuerdo, sin contraprestación o con una contraprestación pequeña, independientemente de cuál haya sido la parte que la haya financiado inicialmente.

Además en su párrafo 5 literal b) expone:

- b) la concedente controla —a través de la propiedad, del derecho de usufructo o de otra manera— cualquier participación residual significativa en la infraestructura al final del plazo del acuerdo.

Según las empresas que hemos entrevistado no existe ningún punto incluido en los contratos de energía con UTE que establezca la posibilidad de que el operador entregue la infraestructura a ésta última. Según las empresas productoras de energía por medio de parques eólicos (dado que son las que se crean con el especial objetivo de vender energía a UTE) entrevistadas a razón de esta investigación manifestaron que una vez concluido el período de contratación por la venta de energía eléctrica la instalación queda en su totalidad para que la empresa disponga de ella de la manera más conveniente, ya sea solicitando a UTE una prórroga, licitando nuevamente para seguir brindando energía eléctrica al Estado o vendiendo todo lo instalado en el mercado. Ante esto último surge la interrogante del cuál será el valor residual al término de la vida útil del mismo. En esta instancia el Economista de la empresa X encargado de la investigación en nuestro país para la instalación de un parque eólico expresó que, en el caso de la empresa para la que presta servicios ya se analizó esta situación y se encontró que aunque durante el periodo del contrato se amortiza toda la inversión, aún así existe un valor residual de los aerogeneradores, el cual posibilita la venta de los mismos en el mercado europeo ya que en la condiciones actuales es el único mercado

desarrollado sobre aerogeneradores. De todas maneras también expresó que como el contrato con UTE es a largo plazo (quince a veinte años) no se conoce cuál va a ser el nivel de desarrollo del mercado local y regional al finalizar ese plazo por lo que también podrían existir potenciales clientes para la venta en Uruguay y en la región.

Existen dos características no analizadas aún y que son de primordial importancia al momento analizar la aplicabilidad de la IFRIC 12. Recordando la denominación de esta IFRIC, Acuerdo de Concesión de Servicios, surgen dos interrogantes para evaluar la aplicabilidad de la IFRIC 12 a las empresas bajo estudio. En primer lugar, ¿La venta de energía eléctrica producida ya sea a través de energía eólica o biomasa es la venta de un producto o prestación de un servicio? Y en segundo lugar ¿quién es el destinatario final de la venta de energía eléctrica?

Venta de energía eléctrica, ¿venta de un producto o prestación de un servicio?

Para poder responder esta interrogante en primera instancia se debe definir las características que conforman a un producto y las que conforman a un servicio.

Según la NIC 18 la prestación de servicios implica, normalmente, la ejecución, por parte de una 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 periodo o a lo largo de varios periodos contables.

Según esta norma 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.

Bajo el análisis de estas definiciones consideramos que la venta de energía eléctrica es un producto debido a que existe un proceso productivo y como resultado de este proceso se obtiene un producto que es la energía eléctrica. Además existe un momento de transmisión de riesgos y beneficios que es aquel momento en que la energía eléctrica pasa a la red de UTE. En el caso de un servicio esta característica no se cumple ya que la NIC 18 indica que para reconocer el ingreso por un servicio se debe registrar por el grado de terminación de la transacción.

Tomando en cuenta las definiciones desarrolladas en el párrafo anterior determinamos que la actividad que desarrolla UTE consiste en la prestación de un servicio y la venta de un producto. La prestación de este servicio consiste en llevar la energía eléctrica al consumidor final (distribución) y el producto lo constituye la propia energía eléctrica. Por esta razón en la facturación que realiza UTE a los consumidores, podemos encontrar un cargo fijo por concepto de instalación y un cargo variable que depende de la cantidad de energía eléctrica consumida.

Para el caso de las empresas analizadas su actividad consta en producir y vender energía eléctrica ya que el sistema de cableado es propiedad de UTE y éstos únicamente vierten la energía eléctrica producida a la red de UTE.

¿Quién es el destinatario final?

Por otra parte es necesario evaluar el destino de la energía eléctrica producida tanto por las empresas que fueron analizadas en esta investigación como por la empresa perteneciente al sector público como es UTE. En el caso de UTE el destinatario de la actividad que desarrolla es el consumidor final, es decir, la población, mientras que en el caso de las empresas productoras de energía eléctrica la producción de electricidad es vendida a UTE por lo que se convierte en el único cliente. Tomando como referencia la disposición brindada por la IFRIC 12 donde dispone que la concesión de un servicio consiste en que el Estado deja de proporcionar un servicio público a la población para que lo preste una empresa del sector privado, podemos considerar que no se trata de una concesión de servicios.

Por lo anteriormente expuesto consideramos que la venta de energía eléctrica es un producto y por ello y por los puntos antes que no verifican las disposiciones de la IFRIC 12 no aplicarían a los casos bajo estudio en esta investigación ya que esta IFRIC establece lineamientos contables para los acuerdos por concesión de servicios.

Sin embargo, más allá de la posición adoptada en esta investigación en cuanto a la aplicabilidad de la IFRIC 12 en las empresas de venta de energía eléctrica a UTE, debe analizarse si existen cambios en las siguientes condiciones:

- Que la empresa que produce la energía, sea la misma que la distribuye al consumidor final ya que al producto energía se le agrega la prestación de un servicio.

Es necesario tomar en cuenta que, el suministro de energía, es un servicio estatal que en el Uruguay es prestado por UTE quien no sólo produce su propia energía eléctrica para suministrar el servicio, sino que también obtiene parte de la energía eléctrica de las empresas privadas productoras de este bien intangible. Así se puede llegar a considerar que el ciclo completo se forma desde la producción de la energía eléctrica hasta su distribución por lo que en este caso existiría la venta de un producto y un servicio.

- Que la infraestructura utilizada para la realización de la actividad, al final de contrato, quede bajo la propiedad de UTE o de cualquier otro organismo del Estado. Por ejemplo podemos suponer que, en determinado momento, se decida que la energía eléctrica en el departamento de Treinta y Tres será otorgada en concesión a un parque eólico que prestará el servicio de entrega de la energía casa por casa y consumidor por consumidor. Si esa concesión la hiciera la Intendencia de Treinta y Tres o al final del contrato las instalaciones quedaran en su poder se aplicará la IFRIC 12.

En el caso de que exista una disposición en los contratos que plantee un escenario donde, la infraestructura realizada por la empresa traspase la

propiedad del mismo a UTE una vez finalizado el plazo del contrato. En este caso estaríamos ante un caso típico de concesión de un servicio ya que el servicio de energía eléctrica es estatal y por último la propiedad de la instalación pasaría a UTE tal como ocurre en las concesiones de servicios estatales en la actualidad. Según se pudo extraer de la entrevistas realizadas a las empresas Agroland y la empresa X (productoras de energía eléctrica en base a energía eólica), la infraestructura (parques eólicos) al final de la vida útil tiene un valor residual, las mismas pueden desmantelarse y ser vendidas en el mercado europeo, por lo que UTE podría optar por seguir generando energía o vender dicha infraestructura.

Bajo estas circunstancias, la empresa deberá considerar la creación de una provisión por desmantelamiento al final del contrato celebrado con UTE, tal como lo indica la NIC 16 Propiedades, Planta y Equipo. En el párrafo 15, literal e) de la misma, se indica que se deben incluir en el costo del activo fijo de la empresa, los costos estimados de desmantelar y trasladar el activo en la medida que deban ser considerados como una provisión para gastos futuros, según lo establecido en la NIC 37 Provisiones, Activos Contingentes y Pasivos Contingentes.

Esta provisión deberá ser estimada con la ayuda de un técnico independiente, quien pueda estimar con la mayor precisión posible los costos en que se deberá incurrir al momento de desmantelar la planta. Este valor deberá ser actualizado anualmente dependiendo de las variables intervinientes en la misma como ser valor de los insumos, moneda en que se coticen dichos insumos, honorarios del

personal interviniente en dicho proceso, entre otros. Además, debido a que este valor representa una provisión para un gasto futuro (final del contrato: 20 años) el mismo debe ser expresado a su valor actual utilizando como tasa de descuento alguna de las siguientes opciones:

- En caso de que exista un pasivo financiero asociado directamente con la inversión realizada, se utilizará la tasa de endeudamiento.
- En caso de no existir ésta última, se debe utilizar el costo promedio del capital adicionándole la tasa de riesgo país.

Entendiendo que si se cumplen tales supuestos, la IFRIC 12 sería de aplicabilidad obligatoria en las empresas productoras de energía eléctrica.

5. Conclusiones Finales

a) La NIC 18 contempla la realidad de las empresas analizadas en este trabajo de investigación y es correctamente aplicada por éstas.

b) Las empresas bajo análisis no cumplen con los supuestos detallados en la IFRIC 12.

c) Para que esta Interpretación sea aplicable a las empresas productoras de energías renovables debería cumplirse, además de los supuestos analizados en la sección 4.2.1 - Principios expuestos por la IFRIC 12 que aplican a este sector de la industria energética, los siguientes puntos:

- * Que la empresa que produce la energía, sea la misma que la distribuye al consumidor final, ya que al producto energía se le agrega la prestación de un servicio.

- * Que la infraestructura utilizada para la realización de la actividad, al final de contrato, quede bajo la propiedad de UTE.

Referencias Bibliográficas

Libros y Artículos

- Baldoira, E. (2011). Energía Eólica. Cómo aumentar la rentabilidad mediante el uso de las Energías Renovables y mejoras en la Eficiencia Energética , págs. 51-70. Uruguay
- Drachmann, A. (1961). Heron's Windmill. Editorial Centaurus
- Gardiner, B. (1995). Temas Verdes Pensando en el Futuro. Edelvives. Editorial Zaragoza Luis Vives, España.
- Muñoz, D. H. (2002). Derecho Público. Montevideo: Fundación de Cultura Universitaria. Uruguay.
- Perdices, M. B. (2004). La biomasa como fuente de energía: biocombustible. Editor Pedro Ramos Castellanos, Universidad de Salamanca. España

Sitios Web

- AIN. (2011). Auditoria Interna de la Nación. (www.ain.gub.uy)
- BMW. (2005). BMW Clean Car Energy. Obtenido de BMW Clean Car Energy: <http://www.bmwarchiv.de/artikel/2006-09-12-bmw-hydrogen-7-eine-neue-aea-der-mobilitaet-beginnt.html>
- Cientificos, T. (2010). Textos científicos. Obtenido de www.textoscienificos.com
- Real Academia Española (2001). Obtenido de Real Academia Española: <http://www.rae.es/rae.html>
- http://newton.cnice.mec.es/materiales_didacticos/energia/renovables.htm
- Ministerio de Industria, E. y. (2011). Ministerio de Industria, Energía y Minería. Obtenido de Ministerio de Industria, Energía y Minería: www.miem.gub.uy

- UTE. (2011). UTE. Obtenido de Generación Distribuida en operación: www.ute.com.uy
- WWEA. (2006). World Wind Energy Association. Obtenido de World Wind Energy Association: www.wwindea.org

