TESIS DE GRADO

EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

UTILIZACIÓN DE LA BIOMASA PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN CORRIENTES

Autores:

Balestra, Sebastián

Legajo 49101

Sellarés, Avelino

Legajo 48117

Tutor: Ing. Spitzner, Federico

2012

AGRADECIMIENTOS

Al Ing. Guillermo Daniel Lentini por su gran ayuda en la recopilación de la información requerida, asesoramiento en la tecnología evaluada y sobre todo por su buena disposición ante nuestras reiteradas consultas

Al Ing. Federico Spitzner, por su buena disposición y colaboración en el desarrollo de este trabajo.

RESUMEN

En el presente trabajo se analiza la situación energética actual de la República Argentina, donde se observa gran deterioro en los últimos años y potenciales problemas hacia el futuro. Para mejorar esta situación se propone una inversión de generación eléctrica que utiliza como materia prima residuos de la industria forestal. Si bien se podría utilizar para generación a gran escala, el proyecto analizado se basa en pequeños módulos ubicados próximos a la disposición de los residuos. La tesis evalúa un módulo en la Provincia de Corrientes, pero solo debería tomarse como ejemplo. Incluye la simulación de diferentes escenarios para evaluar el impacto de las variables más significativas para el proyecto. Se concluye que, desde el punto de vista del inversor, se trata de un proyecto rentable y adecuado a los rendimientos esperados, pero de elevado riesgo

Conceptos clave:
Mercado eléctrico Argentino, política energética, energía a base de biomasa, tecnología de gasificación

ABSTRACT

This paper analyzes current energy situation in Argentina, which shows large decline during the last years and potential problems ahead. To improve this situation, a power generation project is proposed, that uses waste of forest industry as raw material. Even though it could be used for large-scale generation, the analyzed project is based on small modules located near waste disposals. The thesis evaluates a module at Corrientes Province, but should be considered as an example. It includes the simulation of different scenarios to assess the impact of the most significant variables for the project. It is concluded that, from investor's point of view, it is profitable and accurate to expected performance, but with high risk.

Key words:
Argentinean electricity market, energetic policy, biomass generation, gasification technology.

INDICE.

1. INTRODUCCIÓN 1

2. CONTEXTO DEL MERCADO ELÉCTRICO ARGENTINO 3

2.1 Organización y funcionamiento del mercado eléctrico argentino. 3

2.1.1 Antecedentes del sector eléctrico argentino. 3

2.1.2 La generación 4

2.1.3 El transporte 4

2.1.4 La distribución 5

2.2 El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) 6

2.2.1 Administración del MEM 6

2.2.2 Agentes del MEM 6

2.2.3 Los precios en el MEM. 7

2.3 Mercado Argentino de Energía Eléctrica en los últimos años 9

2.3.1 Matriz Energética Argentina 9

2.3.2 Evolución del PBI y la demanda de los agentes del MEM 9

2.3.3 Capacidad Instalada 10

2.3.4 Precios a los usuarios de distribuidoras 11

2.3.5 Generación térmica y consumo de combustibles 12

2.4 Proyección del Precio Monómico 15

3. MERCADO DE LA MATERIA PRIMA 17

3.1 Biomasa 17

3.1.1 Definición 17

3.1.2 Ventajas del aprovechamiento de la biomasa 18

3.1.3 Elección 19

3.1.4 Características de la biomasa a utilizar 19

4. INDUSTRIA FORESTAL EN LA ARGENTINA 24
4.1 Contexto 24
4.2 Descripción de la industria en la provincia 26
4.2.1 Industrias Primarias 26
4.2.2 Análisis Regional 28
5. DIMENSIONAMIENTO Y LOCALIZACIÓN DE LA PLANTA 30
5.1 Dimensionamiento 30
5.2 Localización 32
5.2.1 Disponibilidad de materia prima 32
5.2.2 Mano de Obra 35
6. ENERGIA DE LA BIOMASA 36
6.1 Poder Calorífico 36
6.2 Procesos termoquímicos de conversión de la biomasa en energía 36
6.2.1 Pirolisis 37
6.2.2 Licuefacción 38
6.2.3 Combustión directa 38
6.2.4 Gasificación 38
6.2.5 Rendimiento Energético 41
7. ESTRUCTURA DE LA PLANTA 43
7.1 Maquinaria y sistemas de la planta 43
7.1.1 Generadores y motores de combustión interna 43
7.1.2 Gasificador 44
7.1.3 Equipos de tratamiento de gas 45
7.1.4 Sistema de Refrigeración. 46
7.1.5 Circuitos de agua 53

7.1.6 Bombas de agua. 53
7.1.7 Pala cargadora frontal 54
7.1.8 Construcción 54
7.1.9 Transformador 54
7.1.10 Resumen de costos 54
7.2 Layout 55
7.3 Estructura Organizacional 57
7.4 Cronograma de Ejecución 57
7.5 Impacto Medio Ambiental 59
8. DESCRIPCIÓN DE PROCESOS 61
8.1 Movimiento de sólidos 61
8.1.1 Recepción 61
8.1.2 Almacenamiento 63
8.1.3 Acondicionamiento. 63
8.1.4 Transporte 64
8.1.5 Alimentación 64
9. ANÁLISIS ECONÓMICO FINANCIERO 66
9.1 Indicadores 66
9.1.1 Valor Actual Neto (VAN) 66
9.1.2 TREMA del proyecto 66
9.1.3 Tasa Interna de Retorno (TIR) 68
9.1.4 Periodo de repago de la inversión 68
9.2 Marco Legal 68
9.2.1 Régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica (Ley Nacional 26.190). 68

9.2.2 Promoción de inversiones en bienes de capital y obras de infraestructura (Ley Nacional 25.924)..... 69
9.3 Cuadro de Resultados..... 70
9.3.1 Ingresos..... 71
9.3.2 Costos operativos..... 72
9.3.3 Amortizaciones y gastos generales..... 75
9.4 Flujo de fondos..... 76
9.4.1 Tratamiento del IVA..... 77
9.4.2 Capital de trabajo..... 77
9.4.3 Financiación..... 78
9.4.4 Inflación y tasa de devaluación..... 78
9.5 Balance..... 78
9.6 Indicadores..... 80
10. ANALISIS DE RIESGO..... 81
10.1 Análisis de variables..... 81
10.1.1 Precio de venta de la energía..... 81
10.1.2 Precio de la materia prima..... 81
10.2 Simulación de Montecarlo..... 81
10.2.1 Estrategias de mitigación de riesgos..... 85
11. CONCLUSIÓN..... 87
Bibliografía..... 89
Anexo I..... 91

1. INTRODUCCIÓN

El país atraviesa actualmente una situación de escasez energética. Dicha situación se enmarca en un escenario de escasez de combustibles de todos los tipos, desde el gas natural al gas oil, aumento de los costos de generación e incapacidad del gobierno de mantener los niveles actuales de subsidios e importaciones. En los últimos años, el consumo de derivados del petróleo y gas aumentó considerablemente acompañando el crecimiento económico. Sin embargo, la producción de hidrocarburos cayó por el envejecimiento de los pozos y la baja inversión en este rubro.

El principal motor de este análisis surge de la motivación de encontrar alternativas energéticas y renovables para superar la actual crisis energética, así como también, asegurar el crecimiento sustentable del país para las generaciones futuras.

En las últimas décadas el uso de la biomasa como fuente de energía ha estado presente en el escenario internacional, como una atractiva y promisoria vía para producir energía térmica o eléctrica con mínimo impacto ambiental. Sin lugar a dudas, Argentina posee gran potencial de utilización de este recurso, principalmente por la abundancia de biomasa proveniente de los residuos agroindustriales y forestoindustriales.

Además, el uso de biomasa para la generación de energía eléctrica puede mejorar el desempeño del sistema energético de varias maneras:

- ✓ Diversificar la matriz energética, disminuyendo la dependencia de los combustibles fósiles y/o de las sequías.
- ✓ Minimizar las emisiones de gases de efecto invernadero, en línea con las acciones tomadas en países líderes en el mundo.
- ✓ Reducir parcial o totalmente de la importación de energía.

Este estudio analiza la factibilidad de generar electricidad a partir de residuos de la industria forestal en la República Argentina. La tecnología propuesta es la de gasificación de la biomasa en conjunto con motogeneradores especialmente diseñados para la utilización del gas producido. Si bien en el país la tecnología no se encuentra difundida, está siendo utilizada con éxito en otros países más avanzados. Entre estos, los más destacados son España, India e Italia.

Se analizará a modo de ejemplo un módulo de 1 Mw, reproducible en caso de expansión o de instalación en diferentes zonas, con el objetivo de poder optimizar el costo de transporte, el cual es muy representativo en proyectos de generación con biomasa.

Por otro lado, el proyecto prevé utilizar residuos que actualmente están siendo desaprovechados. Su deposición constituye un gran problema para las empresas que los generan, las cuales ante la falta de otras alternativas lo queman al aire libre sin tener en cuenta el impacto ambiental. Al utilizarlos, se solucionaría una problemática y se crearía una nueva fuente de ingreso para el sector industrial.

Para futuros análisis, se podría investigar el uso de la misma tecnología con distintas biomasas tales como la cáscara de arroz, rastrojos de cereales, residuos del algodón, bagazo de caña de azúcar, entre otros.

2. CONTEXTO DEL MERCADO ELÉCTRICO ARGENTINO

En el presente capítulo se analizará la situación del mercado eléctrico argentino. Se detallará su funcionamiento, y luego se describirá el comportamiento de sus principales variables en los últimos años.

2.1 Organización y funcionamiento del mercado eléctrico argentino.

2.1.1 Antecedentes del sector eléctrico argentino.

La actividad eléctrica argentina comenzó hacia fines del siglo XIX, con preeminencia en Capital Federal y su área de influencia.

La expansión del sistema se vio impulsada por la creciente demanda manifestada desde 1950 hasta 1980, con una apertura hacia los consumos del interior del país, debido a que todo el sector económico argentino registraba un fuerte proceso de industrialización, el cual reclamaba un suministro confiable, que en general no se prestaba. Las empresas que se habían formado no constituían un mercado eléctrico mayorista.

A partir de 1980, el consumo comenzó a caer debido a la difícil situación económica que atravesaba el país, sin embargo, la falta de mantenimiento del parque térmico, cuya indisponibilidad superaba el 50%, junto con la paralización de obras nucleares y la demora en la culminación de otras centrales en ejecución, hicieron que en 1989 estallara una crisis energética.

A causa de los factores antes mencionados, el sector eléctrico argentino fue desregulado en 1992, según los siguientes conceptos generales:

- ✓ Separación completa entre las actividades de generación, transporte y distribución
- ✓ Privatización de la mayor parte de los activos
- ✓ Formación de un mercado mayorista de electricidad, el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), para organizar el vínculo entre productores y el aprovisionamiento de los distribuidores y grandes usuarios
- ✓ Acceso directo al mercado para los grandes consumidores (“Grandes Usuarios”, o GUS)
- ✓ Creación de CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima) con el objetivo de coordinar las

operaciones de despacho y administrar las transacciones económicas que se realizan a través del Sistema Argentino de Interconexión (SADI)

- ✓ Fundación del ENRE (Ente Nacional Regulador de Electricidad), bajo la autoridad de la Secretaria de Energía, con la finalidad de velar por un buen funcionamiento del mercado, impedir las prácticas anti-competitivas, controlar los contratos de concesión, defender los intereses de los consumidores Cautivos, y ser Tribunal De Primera Instancia En Los Litigios Entre los diferentes actores

2.1.2 La generación

La generación está compuesta principalmente por un parque mixto térmico, nuclear e hidráulico. La parte hidráulica representa un 35 a 45%, la térmica 45 a 60 % (esencialmente gas) y la nuclear menos de 10%. La gran dependencia del sector de la energía térmica comenzó a ser un problema los últimos años, debido a que la Argentina dejó de ser autosuficiente en el consumo de combustibles fósiles, por lo cual se debe importar con todos los efectos negativos macroeconómicamente que esto significa para el país. Por otro lado, la parte hidroeléctrica tiene gran relevancia, por lo que el mercado es bastante sensible a los riesgos hidrológicos, y los años secos se traducen en un mayor despacho del parque térmico.

La actividad es reconocida por la ley 24.065 como de interés general. A partir de 1992, la mayoría de los generadores fueron privatizados, el Estado solo ha conservado el parque nuclear y ciertas obras hidroeléctricas, las restantes fueron otorgadas en concesión.

Existe libre competencia entre los generadores, quienes pueden pactar contratos de suministro libremente con distribuidores y grandes usuarios. Aquellos generadores que no poseen ningún contrato o generen excedentes, venden su producción al Mercado Spot y reciben por ellos los precios que rijan en el mercado hora a hora.

2.1.3 El transporte

El Sistema Interconectado está configurado por líneas de 500 kV, las cuales funcionan como enlaces entre centros de generación eléctrica y la zona del Gran Buenos Aires, tales como las centrales hidráulicas de Yacyretá y las de la Región del Comahue, así como también las de generación térmica y demás energías. Las redes regionales están compuestas por redes de 220kV y 132 kV. Esta configuración de red tiene consecuencias importantes sobre el

funcionamiento del mercado eléctrico: las pérdidas son altas, la valorización de la energía de los productores dependen en parte de la capacidad de la red de enviar su producción hacia la región de Buenos Aires, y el sistema es muy sensible a la falla de una de las líneas principales.

La actividad es reconocida por la ley 24.065 como Servicio Público y requiere el otorgamiento de concesiones, las cuales se otorgan por un plazo de 95 años que se dividen en periodos de gestión, el primero de los cuales tiene 15 años, y los siguientes 10 años.

Los transportistas son un monopolio natural y regulado, el cual debe brindar libre acceso de terceros a sus redes y permitir la libre transacción entre agentes. No pueden comprar ni vender energía, están encargados de la operación y mantenimiento, pero no de la expansión de las líneas.

Los cargos de transporte que pagan los usuarios se componen de:

- Un cargo fijo de conexión, transformación y por capacidad de transporte.
- Un cargo variable producto de las pérdidas que se producen en el sistema.
- Un cargo complementario, calculado de manera que la suma total de los cargos pagados por los usuarios sea igual a la remuneración del transportista, fijada *ex-ante.*

2.1.4 La distribución

La distribución está brindada por alrededor de 25 sociedades provinciales o locales. Las distribuidoras representan aproximadamente el 80% de la energía eléctrica consumida en el país.

La actividad es reconocida por la ley Nº 24.065 como servicio público y requiere el otorgamiento de concesiones. Los distribuidores ejercen un monopolio natural sobre su zona de influencia ya que las tarifas de distribución y calidad del servicio están regulados. Es su deber abastecer toda la demanda y sus incrementos y no pueden alegar falta de suministro. Además, tienen que permitir el libre acceso de terceros a sus redes. A diferencia de los transportistas, los distribuidores están encargados de realizar las inversiones de extensión de la red necesarias. Tienen la responsabilidad de mantener la red y cumplir con el servicio, caso contrario deben pagar multas. El precio de compra de electricidad en el mercado mayorista y los costos de transporte están incluidos como *pass-through* dentro de las tarifas a los clientes directos.

Los grandes consumidores (“Grandes Usuarios”) se benefician de un acceso directo al mercado mayorista.

2.2 El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)

El mercado eléctrico mayorista argentino (MEM) comprende dos mercados y un sistema de estabilización de precios para Distribuidores:

- Un Mercado a Término, en el cual se llevan a cabo los contratos entre los generadores y grandes clientes. Las condiciones de estos contratos (cantidades, precio, etc.) son negociadas entre las partes;

- Un Mercado Spot, en el cual se efectúan las compras y ventas de electricidad a corto plazo. La energía entregada a la red por un generador más allá de sus compromisos contractuales se considera vendida en el mercado spot. Inversamente, si un productor produce menos que sus volúmenes contractuales, debe comprar la diferencia en el mercado spot.

- Sistema de estabilización de precios para Distribuidores, en el cual se creó un sistema de fijación de precios trimestrales con el objetivo de que los Distribuidores no tengan un precio variable hora a hora

2.2.1 Administración del MEM

El MEM está administrado por la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista (CAMMESA). Este organismo está encargado del despacho, de calcular los precios, administrar las transacciones económicas en el MEM, y supervisar la seguridad y la calidad de funcionamiento del sistema.

2.2.2 Agentes del MEM

El MEM está integrado por los generadores, los autoproductores, las transportistas, los distribuidores y los grandes consumidores.

Los grandes consumidores se reparten en cuatro categorías en función de su nivel de consumo de energía y su potencia máxima, con reglas de acceso para cada categoría:

- Los GUMAS (“Grandes Usuarios Mayores”) son aquellos que utilizan una potencia máxima mayor a 1 MW y consumen anualmente mas de 4.380 Mwh. Estos deben comprar en el mercado a término al menos

50% de su demanda, y pueden comprar el resto en el mercado spot.

- Los GUMES (“Grandes Usuarios Menores”) son los consumidores que utilizan una potencia máxima de 20 KW a 2000 KW. Los mismos deben aprovisionarse el 100% en el mercado a término y no tienen acceso al mercado spot;

- Los GUPAS (“Grandes Usuarios Particulares”) son similares a los GUMES, con la diferencia de que su potencia máxima debe estar entre los 20 KW y 100 KW.

- Por último, a partir del 2007 aparecieron los GUDIS (“Grandes Usuarios de las Distribuidoras”) son usuarios de demanda mayor a 300 kW que compran su energía a través de las distribuidoras de energía eléctrica.

2.2.3 Los precios en el MEM.

❖ **El precio Spot (precio horario de la energía)**

Para valorizar las transacciones se utilizan dos tipos de precios:

- Precio Spot: precio horario de la energía, al que cobran todas las maquinas despachadas y compran los GUS, que no estén cubiertos por contratos.

- Precio estacional: precio spot medio, aplicado a las compras de los distribuidores en el mercado spot, con el objetivo de atenuar la volatilidad de los precios spot para los distribuidores y sus clientes. Este precio estacional es calculado con anticipación por CAMMESA. La diferencia entre el precio monómico y el precio estacional es cubierto por el Fondo de Estabilización.

❖ **Precio de Mercado**

Precio de Mercado: Precio de la energía en el Centro de Carga del sistema (EZEIZA), donde se realiza el despacho óptimo.

Factor de Nodo: es la relación entre el precio del nodo y el del marcado. Está asociado al nivel de pérdidas marginales en la línea que los une. Si el nodo es exportador el factor de nodo es menor a 1, lo contrario sucede si el nodo es importador.

❖ **Precio Monómico**

El precio monómico de la energía indica el costo de generación promedio de un Mwh durante un periodo de tiempo.

Incluye los costos de:

- **Energía:** Bajo contrato y saldo a precio spot
- **Potencia despachada:** 12 $/Mw durante las 90 horas semanales de mayor carga para el sistema eléctrico (hrp).
- **STD:** Diferencia entre el precio spot de la energía y el costo operativo de cada máquina despachada a precio superior.
- **Adicional STD:** cargo que abona toda la demanda del MEM en forma socializada. Corresponde, entre otros, a gastos de movimiento de combustibles de CAMMESA como alquiler de tanques, etc.
- **Energía adicional:** pérdidas del sistema
- **Sobrecosto de combustible:** Incluye el Impuesto a la Transferencia de Combustibles (ITC), la Tasa sobre el Gas Oil (TSGO), el Recargo sobre el Gas Natural (RGN) y los Fideicomisos de Gas I y II (por ampliación de gasoductos).
- **Extras por potencia:**
  - ✓ **Reservas**: cubre la potencia neta rotante no regulante, potencia base y reserva fría. Se abona en función del requerimiento máximo de potencia del mes.
  - ✓ **Servicios asociados a la potencia**. cubre los costos de los generadores por los requerimientos de arranque y parada de máquinas turbovapor y nuclear, requerimientos de despacho que fuerzan máquinas. Se abona en función del requerimiento máximo de potencia del mes.

Como puede observarse, este precio no refleja los costos de transporte

2.3 Mercado Argentino de Energía Eléctrica en los últimos años

Desde hace ya varios años, la Argentina está atravesando una grave crisis energética debido al continuo aumento en la utilización de los combustibles fósiles y la disminución en su producción. Esto se debe principalmente a la falta de incentivo para la inversión provocada por el congelamiento de las tarifas.

2.3.1 Matriz Energética Argentina

Como se menciono antes, la matriz energética está compuesta principalmente por energía térmica y energía hidráulica. En el siguiente grafico se puede ver la matriz energética argentina durante el año 2011:

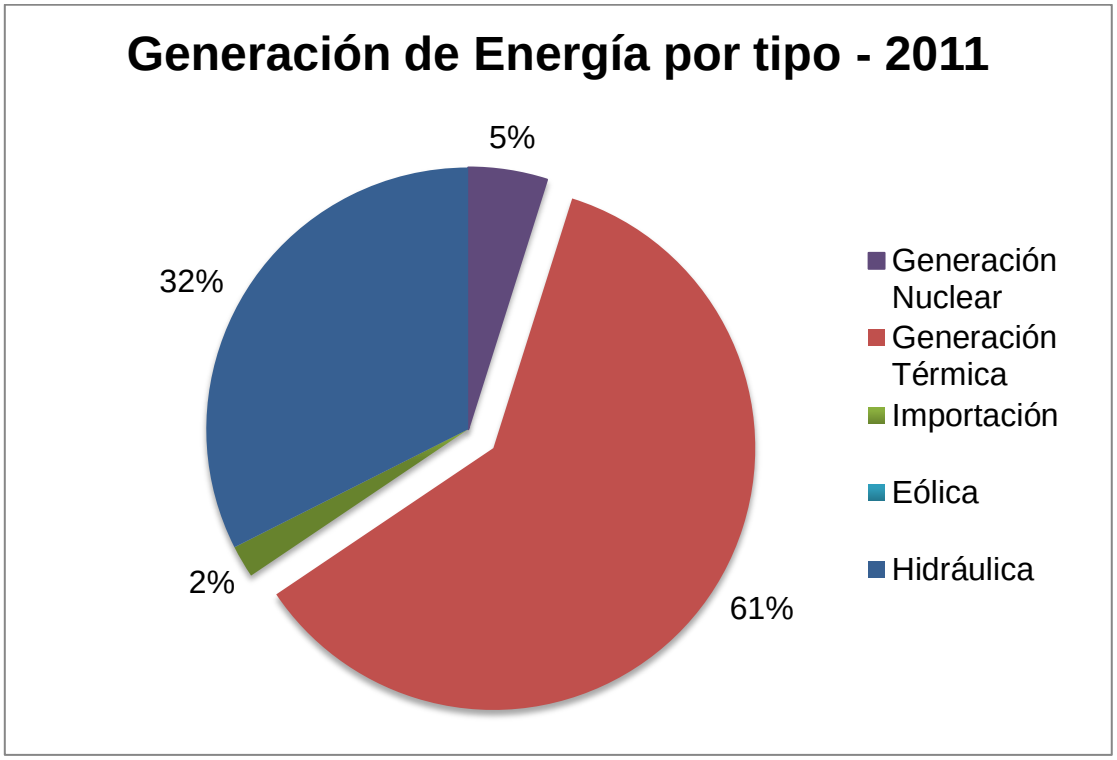


Figura 2.3.1.1 Generación de energía eléctrica por tipo de generación, 2011
Fuente: CAMMESA

2.3.2 Evolución del PBI y la demanda de los agentes del MEM

En los últimos años, la Argentina ha logrado incrementar su Producto Bruto Interno a tasas muy elevadas debido al aumento internacional de los precios de los commodities, como así también a la gran competitividad obtenida luego de la devaluación. Sin embargo, como consecuencia de este aumento en la producción, también ha aumentado en tasas similares la demanda de energía. Esta situación se puede visualizar en el siguiente gráfico:

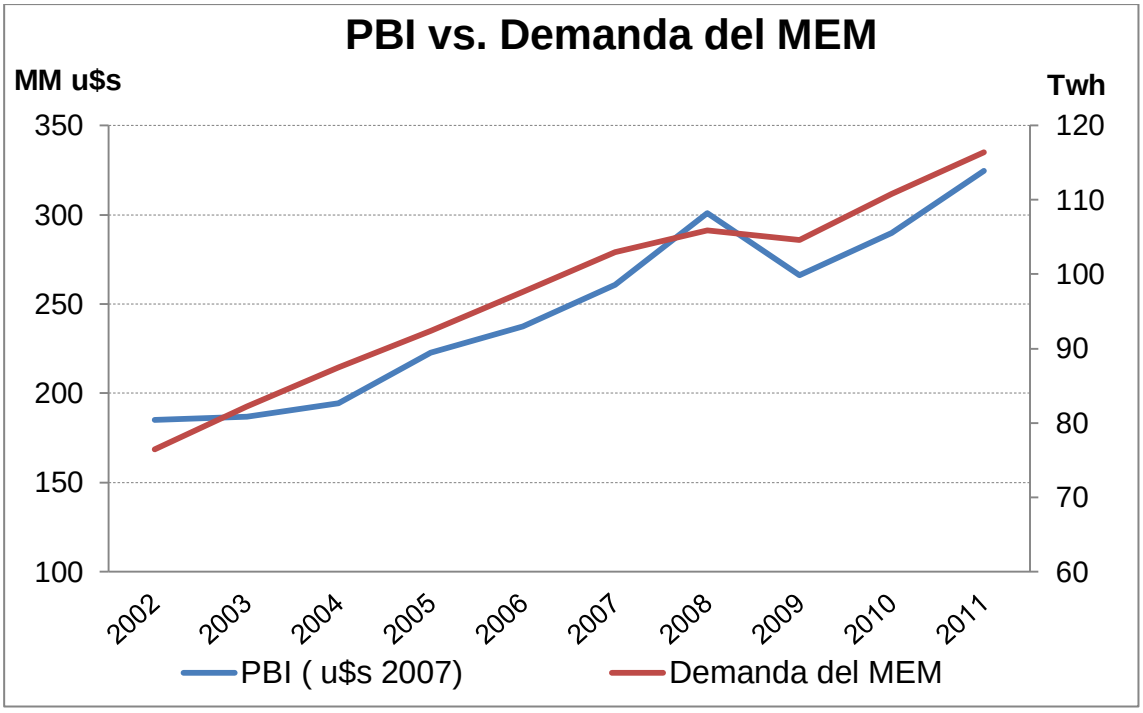


Figura 2.3.2.1 Evolución del PBI Argentino vs. Demanda del MEM, desde el año 2002 hasta el año 2011. Fuente: CAMMESA; Banco Mundial

El coeficiente de correlación de estas variables es 0,97, es decir, del análisis se puede determinar que el PBI y la demanda de energía están perfectamente correlacionados.

Se puede ver que se mantuvo la tendencia alcista durante la última década.

2.3.3 Capacidad Instalada

Al analizar la capacidad instalada argentina desde el 2001 hasta la actualidad, vemos que desde el 2002 hasta el 2007, la capacidad instalada se mantuvo prácticamente constante. A partir del 2007, con el incremento de la cota de Yacyretá y la creación de varias centrales térmicas, la capacidad instalada creció a un ritmo mayor, sin embargo, el mix energético fue variando debido a que la única fuente con incrementos significativos fue la térmica. Esto se puede ver en el siguiente gráfico:

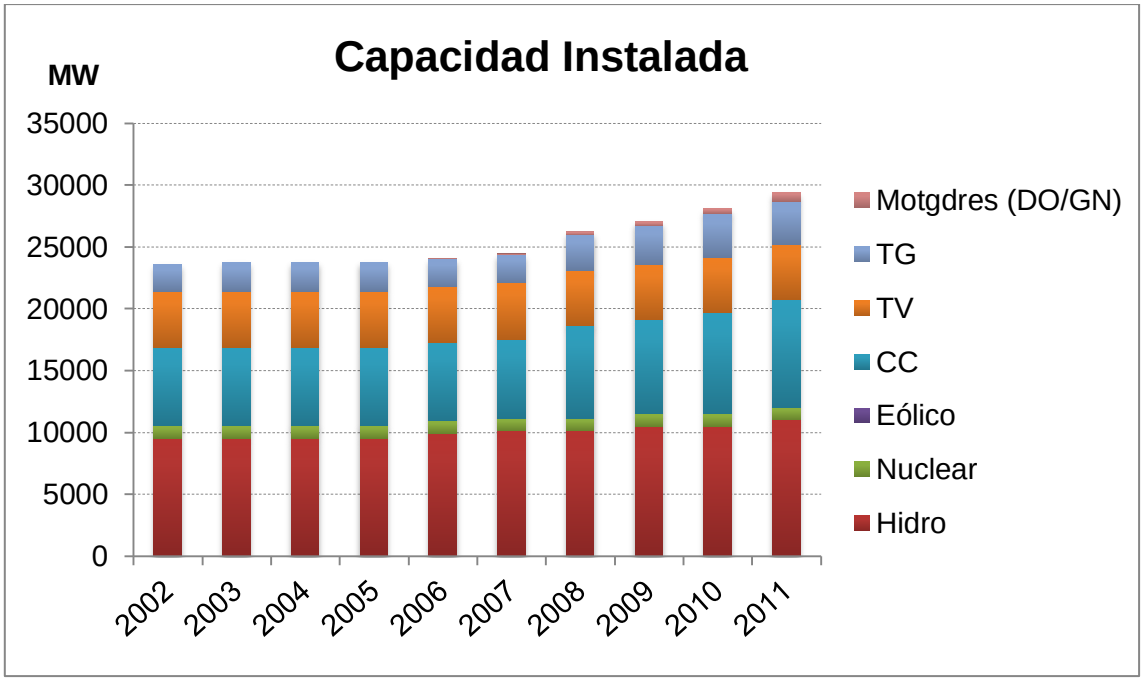


Figura 2.3.3.1 Capacidad Instalada por tipo, desde el año 2002 al año 2011
Fuente: CAMMESA

Vale destacar del gráfico anterior, como a partir del 2007, a pesar de la creación de las nuevas centrales térmicas, la capacidad instalada no alcanza para cubrir los picos de demanda, lo que deriva en la utilización de numerosos motores generadores de baja eficiencia, con sus respectivas consecuencias negativas en el precio de la generación.

2.3.4 Precios a los usuarios de distribuidoras

En total hay cinco categorías de precios monómicos de distribución: residenciales de menos de 10 kW, no residenciales de menos de 10kW, usuarios entre 10 y 300 kW, usuarios de más de 300 kW y alumbrado público.

Los precios estacionales que toma la distribuidora para aplicar en la tarifa eran establecidos por la Secretaria de Energía cada 3 meses. Este precio estacional era aplicado a los usuarios con los ajustes de los contratos de concesión de las distribuidoras.

Hasta el año 2002, el precio estacional acompañó el precio spot de la energía. Pero luego, por políticas sociales, se mantuvo “congelado” entre mayo de 2002 y febrero de 2004. A partir de allí, se sancionan precios estacionales distintos para cada categoría de usuarios. Solo sufrieron aumentos en ese mes los usuarios que consumían mas de 300kw o GUDIS. Es de destacar, que los

precios para todas las categorías se mantuvieron constantes hasta octubre del año 2008. En dicho mes, se procedió a categorizar a los usuarios residenciales según su consumo de energía bimestral en: Residenciales < 1 MWh bim, Residenciales < 1,4 MWh bim, Residenciales < 2,8 MWh bim y Residenciales > 2,8 MWh bim. Desde entonces, se sancionan precios diferentes para cada categoría de residencial. Sin embargo, durante los meses de invierno, todos los usuarios residenciales son subsidiados por el estado, llevando las tarifas a precios del 2002.

2.3.5 Generación térmica y consumo de combustibles

La generación térmica fue ganado terreno en la matriz energética argentina, debido al aumento de la demanda y a la baja inversión en energías alternativas. En el año 2002, la generación térmica representaba el 46% del total, mientras que en el 2011 pasó a representar el 61% aproximadamente. El siguiente gráfico sirve para ilustrar esta tendencia:

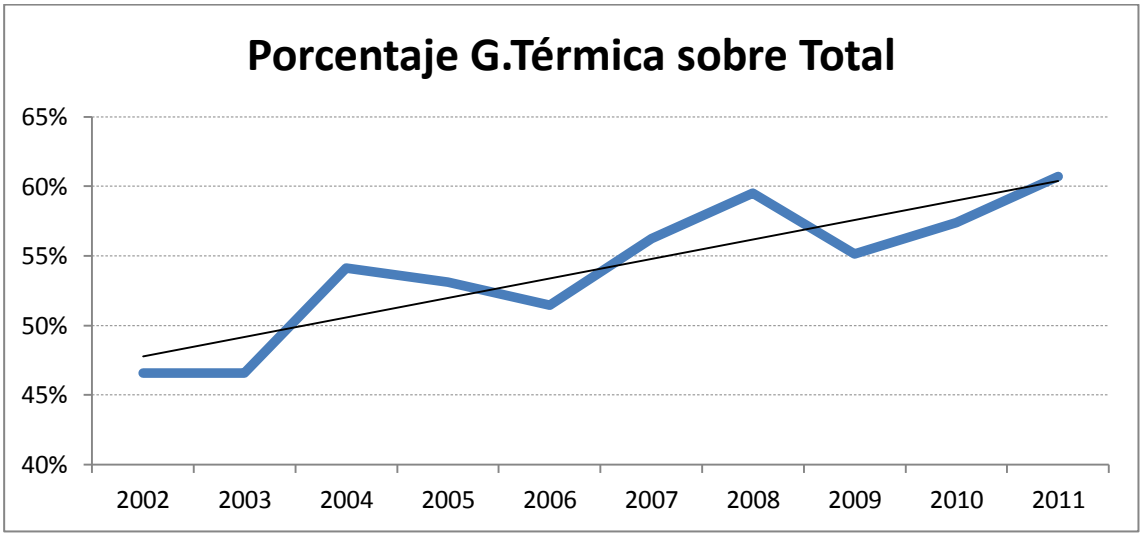


Figura 2.3.5.1 Porcentaje de generación térmica sobre la generación total, desde el año 2002 al año 2011. Fuente: CAMMESA

El combustible fósil para la generación de energía eléctrica ideal es el gas, por su alto poder calorífico y su bajo costo y emisión de CO_2 en comparación con los demás combustibles. Además, sus gases producen pocas cenizas y no contienen azufre, muy contaminante para el medio ambiente. Por ello, es el de mayor prioridad al momento de utilizarlo. Pero el aumento del consumo en los últimos años, combinado con una menor producción nacional debido al envejecimiento de los yacimientos, provocó que la Argentina deje de ser autosustentable respecto del gas y deba importar. Sin embargo, la limitada

capacidad de importación obliga a utilizar otros combustibles para la generación de energía, como por ejemplo, el gasoil y el fueloil. A continuación se ve la evolución del consumo de los distintos tipos de combustibles para generación:

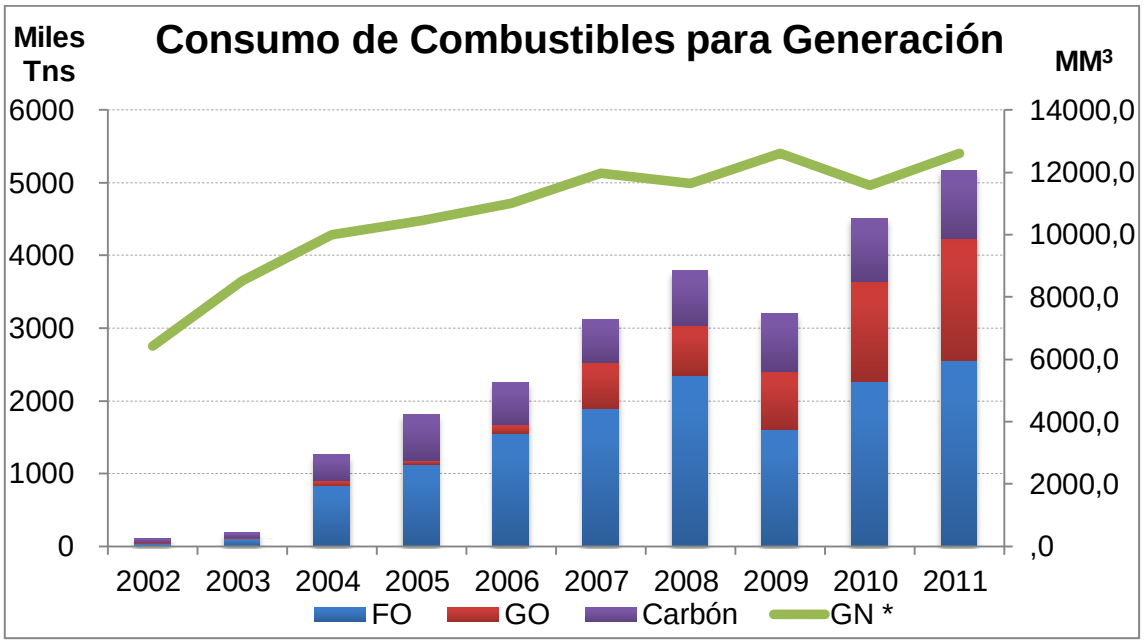


Figura 2.3.5.2 Consumo de combustibles para generación, desde el año 2002 al año 2011. Fuente: CAMMESA

A esto hay que agregar que la situación se agrava cada invierno ya que el gobierno ha fijado como prioridad abastecer el creciente consumo de gas de las familias y solo el excedente destinar a la generación de energía eléctrica y la industria. Esto afecta drásticamente el costo de generación de energía y provoca deterioros macroeconómicos para el país, como el aumento en los gastos de subsidios y la reducción del superávit comercial debido a la importación. Esto se puede ver claramente en los siguientes gráficos:

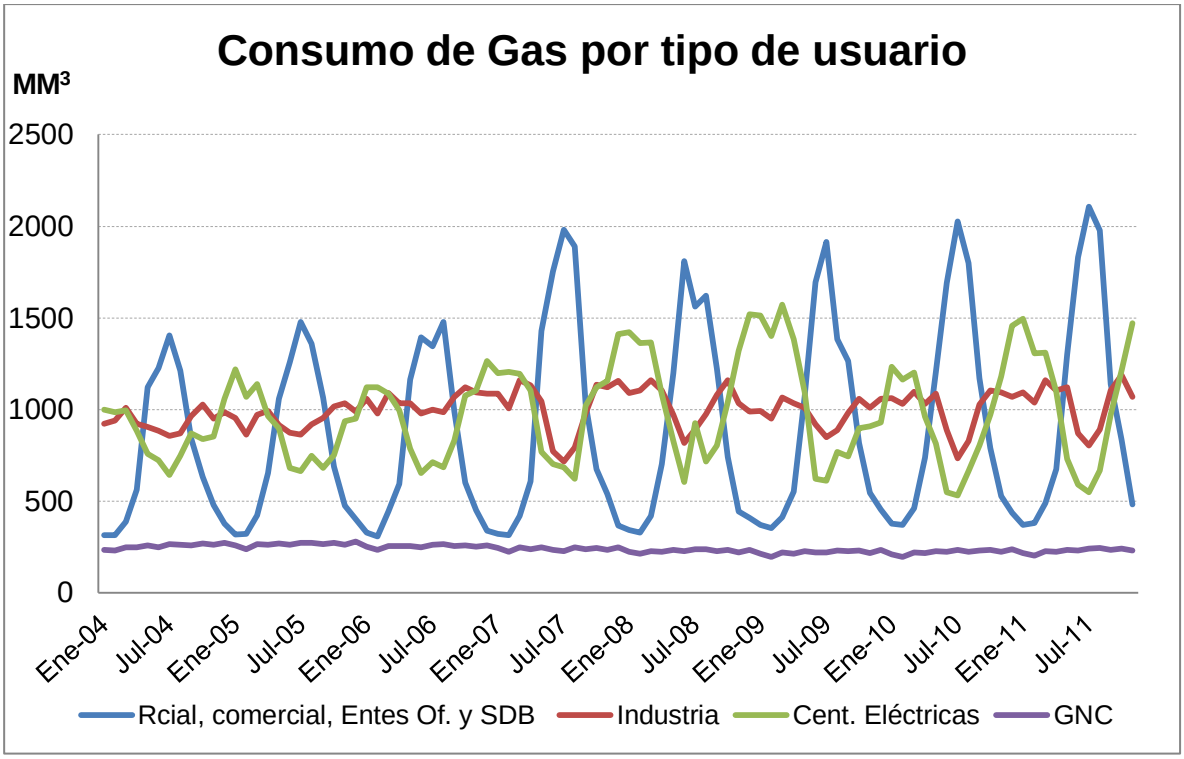


Figura 2.3.5.3 Consumo de gas por tipo de usuario, desde el año 2004 al año 2011. Fuente: CAMMESA

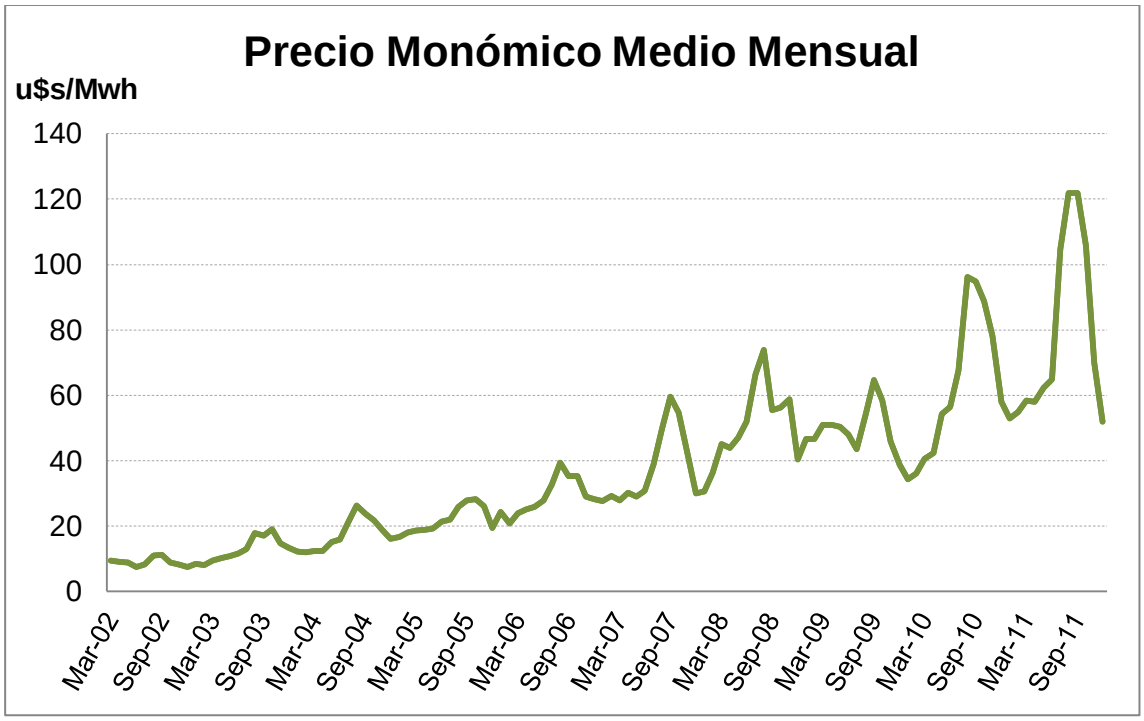


Figura 2.3.5.4 Precio monómico medio mensual en dolares corrientes de la energía, desde el año 2002 al año 2011. Fuente: CAMMESA

2.4 Proyección del Precio Monómico

El precio de un commodity tan necesario y de características tan diferentes como lo es la energía eléctrica no se pude estudiar ni predecir tan fácilmente por medio del estudio clásico de demanda y oferta.

Para determinar qué estrategia en relación al precio tendrá el proyecto se realizó la proyección del precio monómico de la electricidad utilizando el método Mean Reversion con la previa validación de la regla Randon Walk y la estimación de la distribución probabilística del error. También se realizó la proyección del precio utilizando series de tiempo para contrastar los resultados.

Se omitieron los cálculos del análisis del Mean Reversion ya que la regla del modelo de Randon Walk no valida.

Con el fin de pronosticar el precio se llevó a cabo un análisis de tiempo utilizando el precio monómico nominal en dólares (Ver Anexo I).

Se proyectó el precio hasta Diciembre de 2021 utilizando la tendencia, la estacionalidad y la generación aleatoria del error.

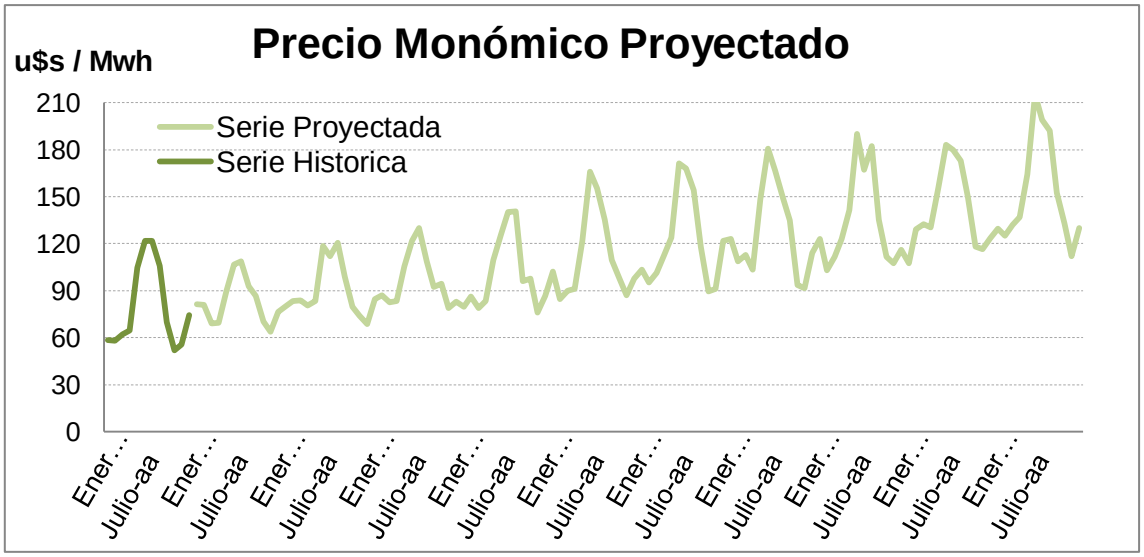


Figura 2.4.1 Precio Monómico medio mensual proyectado hasta Diciembre de 2021.

En el gráfico, se ven muy reflejados la estacionalidad y la tendencia del pronóstico. Las grandes fluctuaciones de precio entre los distintos meses generan un ruido que permite tener un modelo estadísticamente solvente pero de alta dispersión.

En general, toda la evidencia empírica de cómo se ha comportado la variable precio en los últimos años índica que es extremadamente difícil predecir, y que

ninguno de los modelos puede tomarse como confiable, sino como una mera herramienta de comparación. No hay modelos que puedan contemplar las grandes externalidades a las que se encuentra expuesta la variable.

Por otro lado, tampoco es factible la comparación con otros países, ya que cada país cuenta con una matriz energética diferente, principalmente por los recursos naturales de cada país y por las políticas de estado llevada en los últimos años. Para citar un ejemplo se podría mencionar el caso de Brasil, donde la matriz eléctrica está compuesta por: 85% generación Hidráulica, 5% Biomasa, 6% Gas Natural, 3% Nuclear y 1% Otros. La elevada generación hidráulica, con costo alrededor de los 24 u$s/MWh, hace que el precio de la energía en Brasil sea menor que en os países limítrofes. Además, hay que tener en cuenta que cada país posee su propia legislación y regímenes impositivos, lo que agranda aún mas las diferencias en los costos de generación entre ellos.

Como consecuencia, para dar mayor estabilidad a la inversión es que se decide optar por un contrato a precio fijo. Se pueden diferenciar dos argumentos que avalan esta posición.

El primero es que el precio monómico es menor al precio que se espera en el proyecto para los primeros años, y el segundo es que, al emplazar el proyecto en un país donde la previsibilidad y la estabilidad macroeconómica brillan por su ausencia, la seguridad jurídica que encierra un contrato de estas características es un punto importante para tener en cuenta.

3. MERCADO DE LA MATERIA PRIMA

En el siguiente capítulo se analizará el mercado de la materia prima. Se describirá sus características, las cantidades disponibles por región y sus principales usos. Luego, se detallará con mayor profundidad el mercado en la provincia de Corrientes.

3.1 Biomasa

3.1.1 Definición

En este trabajo se considera biomasa la "materia orgánica originada en un proceso biológico, espontáneo o provocado, utilizable como fuente de energía."[1] Incluye solo los de origen reciente, dejando de lado el gas, el petróleo y el carbón. Existen muchos tipos de biomasa distintos, al igual que formas de aprovechamiento. No se tendrá en cuenta su uso como alimento ni como fertilizante.

Es usual clasificarla en tres grupos. La biomasa natural, que es la que se produce en la naturaleza sin intervención humana, como es el caso de bosques y selvas. Biomasa residual se llama a la que es el subproducto de actividades productivas, como las cascaras de nueces, rastrojos de sembrados, aserrín, entre otros. El tercer grupo lo constituyen los cultivos energéticos destinados a la producción de biocombustibles. Ejemplo de éstos son la colza y las oleaginosas para biodiesel.

La conversión en energía se puede realizar a través de procesos termoquímicos, físicos o bioquímicos. Se analizarán más adelante los procesos termoquímicos ya que son los que se adecuan al fin de proyecto, que es generar energía eléctrica a través de los residuos foresto-industriales. Para diferéncialos rápidamente se puede mencionar que los procesos físicos se utilizan para generar aceites, mientras que los bioquímicos tienen como objetivo la producción de combustibles líquidos. Ambos procesos utilizan biomasa con elevado porcentaje de humedad.

A continuación se provee una tabla con los poderes caloríficos de diferentes combustibles fósiles y distintas clases de biomasa. Figuran a modo de ejemplo

[1] Definición del Diccionario de la Real Academia Española

los residuos de la industria del oliva, los residuos forestales y la cáscara de arroz.

Combustible	kcal/kg
Gas natural	12.800
Gasoil	10.200
Fueloil	9.600
Coque	7.800
Residuos producción de oliva	3.800
Residuos forestales	4.500
Cascaras de arroz	3.300

Tabla 3.1.1.1 Poder calorífico de diferentes combustibles. Fuente: Wikipedia

Otra comparación se podría hacer en términos de energía neta disponible: en la biomasa por combustión es de alrededor de 8MJ/kg para madera verde, 20 MJ/kg para materia vegetal seca en horno, 55 MJ/kg para el metano y 23 – 30 MJ/kg para el carbón.

3.1.2 Ventajas del aprovechamiento de la biomasa

Las principales ventajas del uso de la biomasa como fuente de energía son:

- Es una fuente renovable y su uso no contribuye al aumento de los gases de efecto invernadero, dado que el balance de emisiones de CO_2 a la atmósfera es neutro.
- Tiene contenidos insignificantes de azufre, por lo que su combustión no genera dióxido de azufre, que es una de las causas de la lluvia ácida.
- Brinda la posibilidad de creación de emprendimientos regionales, favoreciendo economías locales y descentralizando la generación de energía.
- Es aplicable en zonas donde la conexión con el sistema eléctrico nacional sea baja o nula.

3.1.3 Elección

La biomasa a utilizar en el proyecto son los desechos de la industria forestal, más específicamente de los aserraderos que trabajan con madera proveniente de bosques implantados y no nativos. No se tendrán en cuenta los desechos producidos en las podas ni en el talado de los montes por dos motivos:

- ✓ Elevada Humedad: Los residuos de las podas y el talado contienen grandes porcentajes de agua en su interior, lo cual hace indispensable su secado para la posterior utilización en gasificadores, por lo cual encarecen el proceso.

- ✓ Altos costos de recolección, ya que la materia prima se encontraría en bajas cantidades en múltiples puntos, además del costo de picado para la adecuación al tamaño requerido de los desechos que posean grandes dimensiones.

Los desechos de los aserraderos están compuestos por la corteza, aserrín, chips y maderas defectuosas. Partículas con largo menor a 1 cm no pueden ser utilizadas como materia prima principal en los gasificadores ya que son transportadas por los flujos de gas y entorpecen su funcionamiento. Por lo tanto, la proporción de aserrín nunca puede superar el 20% del mix que ingresa al gasificador. Sin embargo, para el análisis, no se tendrá en cuenta la utilización de aserrín, ya que por el exceso de materia prima no sería indispensable utilizarlo.

Existe más de un uso posible para este recurso. Entre los más difundidos en la Argentina se encuentran la producción de madera terciada, chapas de aglomerado, uso como camas de animales (tanto para pollerías como para equinos y bovinos de cabaña) y producción de pellets y briquetas para combustión, de gran utilización en el mercado externo. Por otro lado, también se usa en menor medida para la producción de ladrillos y como suplemento en la producción de celulosa. Todos estos usos son competidores directos con el proyecto. Sin embargo, actualmente hay materia prima disponible en grandes cantidades, por lo que no representarían un problema en el corto plazo. Este punto se analizará más adelante.

3.1.4 Características de la biomasa a utilizar

Una de las características principales a tener en cuenta es el contenido de humedad de la biomasa. Para la madera recién cortada oscila entre el 50 y 60%. Luego los rollizos son estacionados hasta lograr una humedad cercana al

30%, que es la ideal para trabajar. Finalmente las tablas se secan hasta que la humedad llegue a valores entre el 15 y 18% y luego son cepilladas. Estos porcentajes de humedad encajan perfectamente con los requeridos por el gasificador.

El tamaño de las partículas es de gran importancia para el proceso. El ideal sería que el mix arrojado sea lo más homogéneo posible (y estable en el tiempo) y lo suficientemente pequeño para que las reacciones se produzcan a una velocidad adecuada. Un tamaño pequeño permite aumentar la calidad el syngas, reducir el tamaño del reactor o bien reducir el tiempo de permanencia para el craqueo de las fracciones más pesadas y condensables, como por ejemplo, los alquitranes. Sin embargo, tamaños demasiado pequeños hacen que la biomasa sea arrastrada por las corrientes de gas con la consecuente pérdida de eficiencia y disponibilidad. Una clasificación usual para los desechos de la madera es: aserrín, chips, virutas, cotaneras, corteza y restos de madera. Se producen en etapas distintas del procesado de la madera como se puede ver en el siguiente flujograma:

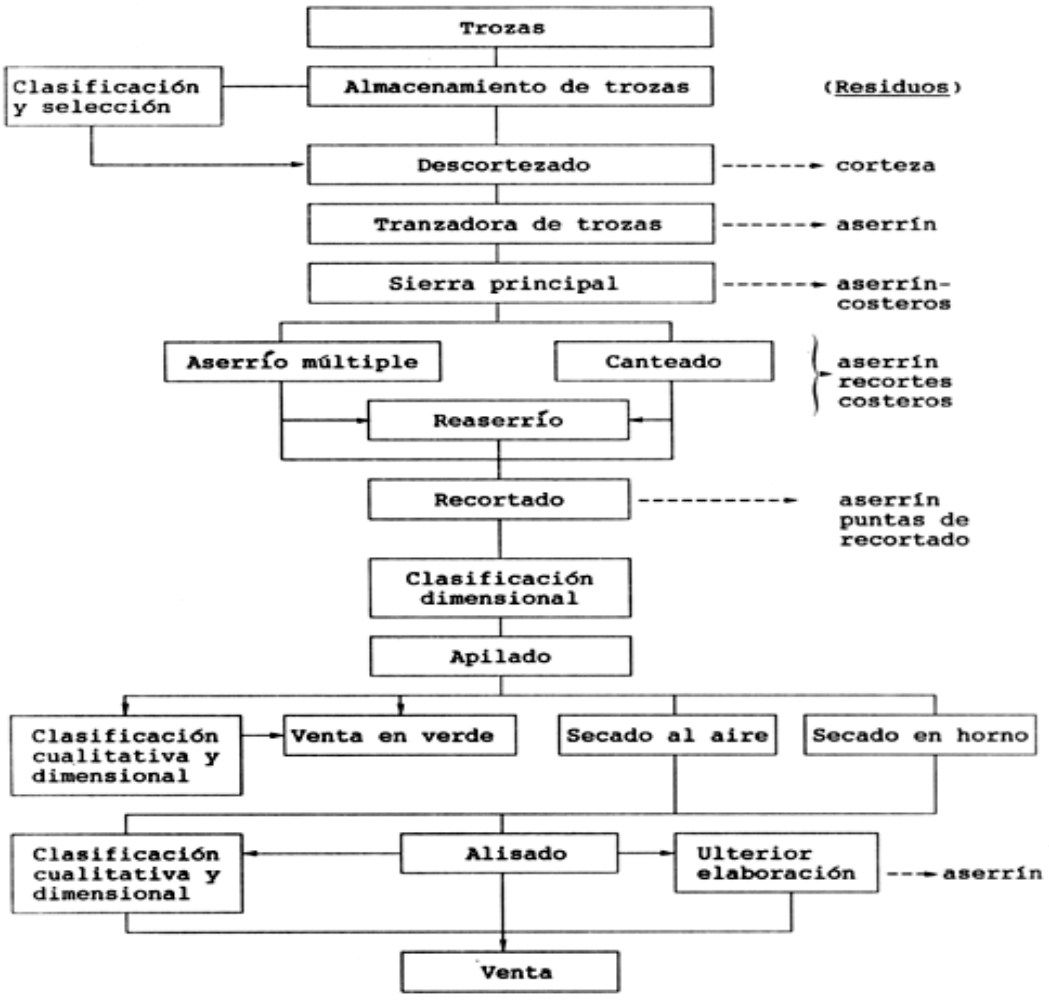


Figura 3.1.4.1 Proceso de elaboración de tablas de madera a partir de rollizos y sus correspondientes residuos. Fuente: FAO, 1991. Conservación de energía en las industrias mecánicas forestales

El aserrín tiene la consistencia de un polvo debido a su pequeña granulometría. Se produce principalmente en el cepillado de la madera y al pasar por las sierras. Cuando se recortan los extremos, es más probable que se arranquen partículas de mayor tamaño como las virutas. Las cotaneras o costeros son trozos similares a una varilla desprendidos en el canteado de la tabla. La corteza es la tapa que se corta en primer lugar y los restos de madera hace referencia a todas las tablas que hayan salido defectuosas y no puedan ser vendidas o trozos recortados que por su dimensión no sean útiles. Los chips son el resultado de moler trozos de mayor tamaño como ser cotaneras, restos de maderas u otros en una chipeadora.

A continuación se puede ver imágenes de los distintos tipos para una mejor comprensión y sus respectivas características:

Aserrín

Chips

Virutas

Cotaneras

Corteza

Figura 3.1.4.2 Imágenes de diferentes tipos de residuos de aserradero

Residuos	**Tamaño (mm)**	**Contenido de humedad / (%) humedo**	**Cont. de cenizas y suciedad / (%) en volumen**
Lijaduras	-1	2-10	0,1-0,5
Virutas	1-12	10-20	0,1-1,0
Aserrín	1-10	25-40	0,5-2,0
Corteza (desmenuzada)	1-100	25-75	1,0-2,0
Limpiezas de apiladeros de trozas	hasta 100	40-60	5,0-50
Residuos forestales de agujas a tacones	30-60	3,0-20	

Tabla 3.1.4.1 Características de residuos madereros corrientes. Fuente: FAO, 1991. Conservación de energía en las industrias mecánicas forestales

Otros factores como el poder calorífico y el porcentaje de cenizas producidas son muy importantes para el diseño del gasificador y, ya que son muy variables

para los distintos tipos de madera, es necesario realizar un estudio adecuado de la materia prima que se utilizará para el proceso. Debido su alto costo, no se realizará para este estudio.

4. INDUSTRIA FORESTAL EN LA ARGENTINA

En este capítulo se analizará la industria foresto-industrial en la Argentina, pero haciendo foco en la industria maderera de la provincia de Corrientes, lugar donde se situará el proyecto.

4.1 Contexto

La superficie forestada de nuestro país se encuentra altamente concentrada en la región mesopotámica: representa cerca del 85% del total del país. De ésta, más del 70% se encuentra en las provincias de Corrientes y Misiones, que son las principales productoras de rollizos de Pino y Eucaliptus, en ese orden de importancia. La siguiente tabla muestra las superficie de bosques plantados por provincia.

Provincia o región	**Especies**				
	Coníferas	**Eucalipto**	**Salicáceas**	**Otras**	**Totales**
Misiones	313.721	24.911	-	46.316	384.948
Corrientes	232.461	95.773	-	810	329.044
Entre Ríos	11.712	90.048	15.919	13.386	131.065
Buenos Aires	6.905	36.920	47.826	8.118	99.769
Patagonia	48.320	-	19.595	695	68.610
Noroeste (Jujuy, Salta y Tucumán)	6.898	16.054	204	756	23.912
Centro (Santa Fe, Córdoba y La Pampa)	34.221	12.095	2.483	-	48.799
Resto	1.749	3.031	23.377	1.351	29.508
Total	**655.987**	**278.832**	**109.404**	**71.432**	**1.115.655**

Tabla 4.1.1 Superficie (ha) en las provincias con monte implantado. Fuente: SAGPyA, 2002. Primer inventario de plantaciones forestales y actualización.

Se elige la provincia de Corrientes para localizar el proyecto debido a la fuerte tendencia creciente en la superficie forestada de los últimos años. De 1998 a 2008 el aumento fue de 200.477 ha (20.047,7 ha/año)[2].

La industria del aserrado que trabaja con maderas cultivadas genera alrededor de 2,8 millones de toneladas de residuos anuales, de los cuales se aprovecha solo el 50% para uso en celulosa, tableros, etc. Mientras que el 50% restante se desperdicia [INTI, 2007. *Pellets de madera para usos energéticos*]. Esto tiene impactos negativos a nivel ambiental ya que por lo general se queman a cielo abierto. Por lo tanto, habría unas 1,4 millones de toneladas que podrían aprovecharse en diversos proyectos de generación de energía. Estos valores son de mínima, ya que no tienen en cuenta la producción informal (alrededor del 40%). Si bien hoy en día son desperdicios, no se considerará que tienen precio 0 sino un precio similar al que pagan los productores de tableros.

La industria forestal se encuentra compuesta por aserraderos, tableros de fibra y de partículas, pallets, postes, pisos, aberturas, carpinterías, entre otros. La mayor parte son PyMES, a excepción de unos pocos aserraderos grandes orientados a la primera transformación (madera aserrada) y los fabricantes de tableros, que son de capital intensivo y tienen economías de escala en la producción.

Los talleres dedicados a producir productos finales como muebles, pisos o aberturas se encuentran en las cercanías de los centros de consumo. El principal, Buenos Aires y Capital Federal, concentra el 40% de las empresas. A continuación se muestra un gráfico con la repartición geográfica de las empresas que trabajan con la madera por región. Por otro lado, las empresas dedicadas a la primera transformación se encuentran en la cercanía de las forestaciones con el fin de evitar elevados costos de transporte ya que producen un gran porcentaje de desperdicios.

[2] Datos sacados de “Primer Inventario Forestal de la Provincia de Corrientes”

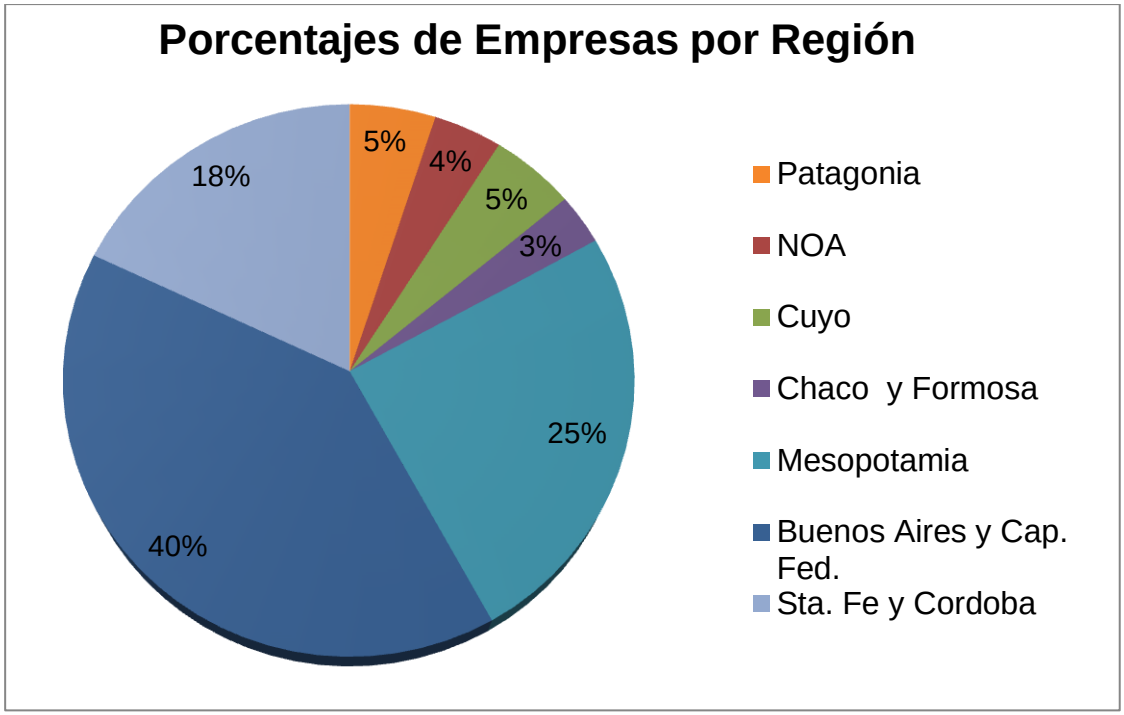


Figura 4.1.2 Empresas Madereras por región. Fuente: INTI

4.2 Descripción de la industria en la provincia

4.2.1 Industrias Primarias

En la provincia hay una gran proporción de industrias primarias, como se puede apreciar en la siguiente tabla:

Producto Final	Volumen/Año (m^3/Año)	Participación (%)
Madera aserrada húmeda	286.360	70,70%
Madera aserrada seca en cámara	78.372	19,30%
Molduras	13.299	3,30%
Madera libre de nudo en block	12.461	3,10%
Tablero de listones	5.687	1,40%
Cajones	5.379	1,30%
Vigas multilaminadas	2.183	0,50%
Bins	745	0,20%
Impregnada	566	0,10%
Total	405.051	100%

Tabla 4.2.1.1 Producción anual de diferentes cortes de madera. Fuente: Gob. Corrientes, 2005. Censo Foresto-Industrial 2005 de la Provincia de Corrientes

En la transformación de los rollizos en tablas o listones, es considerada una buena práctica obtener un rendimiento del 41,8% en volumen en la producción de tablas cepilladas. Por lo tanto, el 58% de la madera que ingresa es desperdiciada, lo cual brinda una gran oportunidad para el aprovechamiento de esos residuos en usos energéticos. La composición de estos desperdicios se puede clasificar de la siguiente manera:

Humedad	Categoría	Porcentaje (%)
Alta	Corteza	6
Alta	Chip Verde	26,3
Alta	Aserrín Verde	11,3
Bajo	Aserrín	3
Bajo	Viruta seca	3,1
Bajo	Madera defectuosa	3,1

Tabla 4.2.1.2 Porcentaje de humedad en los desperdicios. Fuente: INTI,2007. Pellets de madera para uso energético.

El 5,2 % faltante se corresponde con la pérdida de volumen por secado.

4.2.2 Análisis Regional

Para hacer un análisis regional dentro de la provincia de Corrientes, se la puede dividir en 4 grandes zonas.

Zona Noreste: Comprendida por los departamentos de Santo Tomé e Ituzaingó, donde los principales centros productivos son las ciudades de Gobernador Virasoro e Ituzaingó. Es la zona forestal e industrial más evolucionada, vinculada principalmente al pino. Representa el 47% del consumo de materia prima provincial.

Zona Sudeste: Integrada principalmente por los departamentos de Monte Caseros y Paso de los Libres. Comprende el 8,6% del consumo de rollizos. Estos departamentos comercializan gran parte de sus residuos hacia las fábricas de tableros de Entre Ríos. Esto se debe en gran parte a la proximidad con esta provincia.

Zona Sudoeste: Compuesta por Goya y Esquina, representan un 10,6% del total procesado de materia prima.

Zona Centro-Oeste: Comprende los departamentos de Concepción y Saladas. Estos en conjunto consumen el 22 % del recurso forestal, con una proporción dividida de forma similar entre el pino y el eucalipto.

Prácticamente estas cuatro zonas comprenden el 90% de la actividad provincial. Entre los demás departamentos se destaca San Martin con un 4,9% del total. Esto se puede observar en la tabla siguiente:

Departamento	Aserraderos	MP Consumo (Tn x mes)	Producción (p^2 /mes)
Alvear	2	40	8.000
Bella Vista	9	483	70.566
Capital	12	1.465	185.732
Concepción	39	27.197	3.940.899
Curuzú Cuatiá	1	100	20.000
Empedrado	2	75	7.710
Esquina	7	13.095	2.613.262
General Paz	4	1.800	320.000
Goya	10	1.511	241.396
Itatí	5	653	95.050
Ituzaingó	29	15.254	2.176.664
Lavalle	11	1.583	250.841
Mburucuyá	3	42	6.640
Monte Caseros	26	8.859	1.586.593
Paso de los Libres	7	4.477	658.940
Saladas	9	3.914	704.467
San Cosme	4	520	57.500
San Luis del Palmar	4	41	6.810
San Martin	8	6.820	915.400
San Miguel	4	2.270	339.000
San Roque	3	65	10.350
Santo Tome	32	47.670	7.183.980
Sauce	1	8	1.200
Total general	**232**	**137.941**	**21.401.000**

Tabla 4.2.2.1 N° Aserraderos, Consumo de MP y Producción por departamento. Fuente: Gob. Corrientes, 2005. Censo Foresto-Industrial 2005 de la Provincia de Corrientes

5. DIMENSIONAMIENTO Y LOCALIZACIÓN DE LA PLANTA

Teniendo en cuenta que se eligió la provincia de Corrientes como macrolocalización para la planta debido a la alta concentración de materia prima y el fuerte incremento de la superficie plantada en los últimos años, se analizarán diferentes opciones de microlocalización con el fin de elegir la opción que maximice los beneficios presentes como futuros.

5.1 Dimensionamiento

En este punto lo que se analizará es la capacidad a instalar y no las dimensiones físicas de la planta basados en la disponibilidad de materia prima y tecnología.

La tecnología de gasificadores permite producción en pequeña escala. Como ejemplo, Ankur produce gasificadores desde 5 KWe. La dimensión del motogenerador debe ser acorde a la producción de gas. Guascor, una de las principales marcas de motores de combustión interna que trabajan con syngas, comercializa motores desde los 180 hasta los 1.200 KWe. Se puede optar por tener más de uno en paralelo en caso de que se quiera generar mayor energía. Además, tener más de una línea brinda flexibilidad, beneficiosa en caso de que el consumo eléctrico sea estacional o para las paradas de mantenimiento.

Como se piensa utilizar únicamente los desperdicios de aserraderos, se calculó la disponibilidad de materia prima en los principales departamentos para la actividad forestal de la provincia de Corrientes. Para ello, se tomó un índice de desperdicios del 58 % en volumen de la madera aserrada y se descontó los desperdicios no utilizables por su baja granulometría, los que representan un 14% en volumen.

Con los valores de la Tabla 4.2.2.1 podemos calcular la cantidad de materia prima procesada en las cuatro zonas antes descriptas y de acuerdo con ellas, estimar las toneladas de residuos producidos por zona al año. Para ello se utilizara la siguiente fórmula:

$$Consumo\ por\ zona\ anual\ x\ \%\ de\ desperdicios = Toneladas\ de\ Desperdicios\ por\ año$$

Zona Noreste:

$$62.924\ \frac{tons}{mes}\ x\ 12\ meses\ x\ 0{,}44\ = 332.238{,}7\ \frac{tons}{año}$$

Zona Sudeste:

$$13.336\ \frac{tons}{mes}\ x\ 12\ meses\ x\ 0{,}44\ = 70.414{,}1\ \frac{tons}{año}$$

Zona Sudoeste:

$$14.606\ \frac{tons}{mes}\ x\ 12\ meses\ x\ 0{,}44\ = 77.199{,}7\ \frac{tons}{año}$$

Zona Centro-Oeste:

$$31.111\ \frac{tons}{mes}\ x\ 12\ meses\ x\ 0{,}44\ = 164.266{,}1\ \frac{tons}{año}$$

Luego, fijando los parámetros como se muestra a continuación en la tabla 5.1.1, se puede determinar la potencia máxima que podría instalarse en cada zona. Para ello, se utiliza la siguiente fórmula:

$$\frac{Toneladas\ de\ desperdicios\ anual}{Horas\ de\ funcionamiento\ al\ año * Consumo\ por\ Mwh} = MW_{MAX}$$

Parámetro	Valor	Nota
Días de funcionamiento/año	350	15 días de mantenimiento al año
Horas/día	24	Solo realiza paradas de mantenimiento
Toneladas de biomasa por MWh (Tn)	1,6	Valor brindado por el INTI

Tabla 5.1.1. Parámetros de funcionamiento

El resultado para la Zona noreste fue:

$$\frac{332.238{,}7\ \frac{tons}{año}}{350\ \frac{dias}{año} * 24\ \frac{horas}{día} * 1{,}6\ \frac{tons}{MWh}} =\ 24{,}7\ MW$$

En cuanto a las restantes fue de 12,2 MW para la Zona Centro-Oeste; 5,2 MW para la Zona Sudeste y 5,7 MW para la Zona Sudoeste.

En este estudio se analizará la instalación de una planta de 1 MW de potencia, por lo que sería factible instalarse en cualquiera de las 4 zonas antes mencionadas.

Consideramos adecuado la instalación de 1 MW por varias razones. En primer lugar, hay que tener en cuenta que los valores de materia prima disponible pertenecen a regiones integradas por varios departamentos, por lo que si la planta consumiera gran cantidad, los costos de transporte se elevarían, lo que afectaría de manera significativa las finanzas del proyecto, como se puede ver en el análisis económico realizado a continuación. Además se perdería poder de negociación con los proveedores ya que se depende más de ellos.

En caso de querer elevar la producción eléctrica, lo más conveniente, cuando no se dispone de materia prima acumulada en un solo sitio, sería realizar varios módulos como el propuesto por este estudio.

Por otro lado, debido a que la inversión necesaria para la planta es elevada, el desarrollo de módulos favorecería la posibilidad de financiación del proyecto.

5.2 Localización

Los requisitos excluyentes a la hora de decidir la localización son la disponibilidad de materia prima y la posibilidad de conectarse a la red de transporte eléctrico.

5.2.1 Disponibilidad de materia prima

Como se vio, las cuatro zonas en que se dividió la provincia son factibles. Ahora bien, se considerarán otros aspectos para elegir la ubicación más conveniente.

5.2.1.1 Análisis de opciones

Las zonas están compuestas por más de un departamento. Con el fin de reducir los costos logísticos, se analizarán los departamentos con mayor concentración de residuos. Para ello, se dividió el consumo sobre la superficie de cada departamento. En la Tabla 5.2.1.1.1 se pueden ver los resultados para los cuatro departamentos con mayor concentración.

Departamento	MP Consumo (Tn x mes)	Superficie km2	MPConsumo / Superficie
Santo Tome	47.670	7.359,00	6,48
Concepción	27.197	5.008,00	5,43
Monte Caseros	8.859	2.287,00	3,87
Esquina	13.095	3.723,00	3,52

Tabla 5.2.1.1.1 Departamentos con mayor concentración de consumo sobre superficie Fuente: Gob. Corrientes, 2005. Censo Foresto-Industrial 2005 de la Provincia de Corrientes; Wikipedia

Si bien todos estos departamentos brindan la posibilidad de instalar la planta, se analizará como ejemplo el departamento de Concepción por el apoyo gubernamental que está teniendo la industria. El lugar más acorde sería el Municipio de Santa Rosa, donde se está construyendo un parque industrial solo para la industria de la madera.[3]

5.2.1.2 Transporte eléctrico

Como se mencionó anteriormente, la distribución de energía eléctrica en el país se hace por intermedio de CAMMESA. Por lo que, la energía eléctrica obtenida en el proyecto se acoplará al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y se le venderá al valor de mercado, para que luego esta empresa se encargue de la distribución de la misma.

Es por ello que otro requisito para decidir la ubicación de la planta es que exista la posibilidad de conectarse al SIN. Esto se podría hacer a través de una red de baja tensión de 13,2 KV o mayor. El transformador requerido para la conversión de la tensión de salida del generador a la línea está incluido en la inversión del proyecto. A continuación se puede ver un mapa de las redes dentro de la Provincia de Corrientes.

[3] Diario Infoconcepción

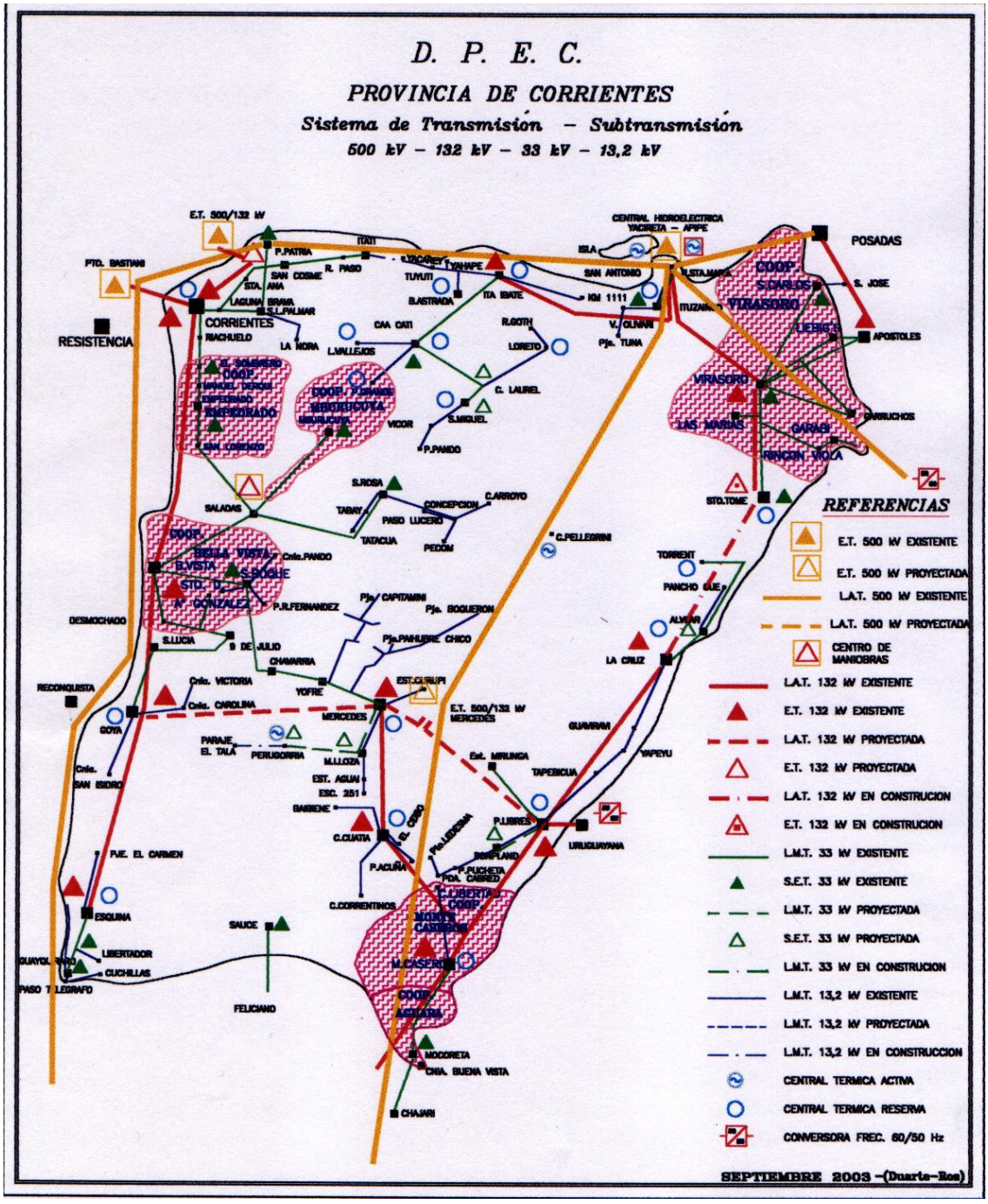


Figura 5.2.1.2.1 Mapa eléctrico de la Provincia de Corrientes. Fuente: DPEC

En la imagen siguiente, zoom del área de interés se aprecia que a Santa Rosa llega una línea de 33 KW y salen 2 de 13,2 KW para alimentar las ciudades cercanas.

Figura 5.2.1.2.2 Redes eléctricas de Santa Rosa. Fuente: DPEC

Por lo tanto este requisito también se encuentra cubierto. Para minimizar la inversión en transformador, nos conectaremos a las líneas de 13,2 KV.

5.2.2 Mano de Obra

Dado que la planta no requiere personal calificado, y la necesidad de mano de obra es muy reducida, aproximadamente 6 personas, por lo que no hay inconvenientes en este punto que influyan a la localización.

6. ENERGIA DE LA BIOMASA

En este capítulo se describirán aspectos relacionados a la energía almacenada en la biomasa y los procesos de conversión de la misma en energía eléctrica.

6.1 Poder Calorífico

El poder Calorífico es la cantidad de calor que entrega un kilogramo, o un metro cúbico, de combustible al oxidarse en forma completa. El poder calorífico de un combustible puede ser:

- Poder Calorífico Superior (PCS): superior se define suponiendo que todos los elementos de la combustión (combustible y aire) son tomados a OºC y los productos (gases de combustión) son llevados también a OºC después de la combustión, por lo que el vapor de agua se encontrará totalmente condensado.

  Vapor de agua que proviene de:

  a) la humedad propia del combustible y

  b) el agua formada por la combustión del hidrógeno del combustible.

- Poder Calorífico Inferior (PCI): considera que el vapor de agua contenido en los gases de la combustión no condensa.

6.2 Procesos termoquímicos de conversión de la biomasa en energía

Desde el punto de vista del aprovechamiento energético, el poder calorífico de la biomasa proviene de su elevado contenido de oxígeno y compuestos volátiles. El poder calorífico depende mucho del tipo de biomasa considerada y de su humedad.

Existen diferentes procesos termoquímicos de conversión de la biomasa en energía, a detallar en el siguiente cuadro:

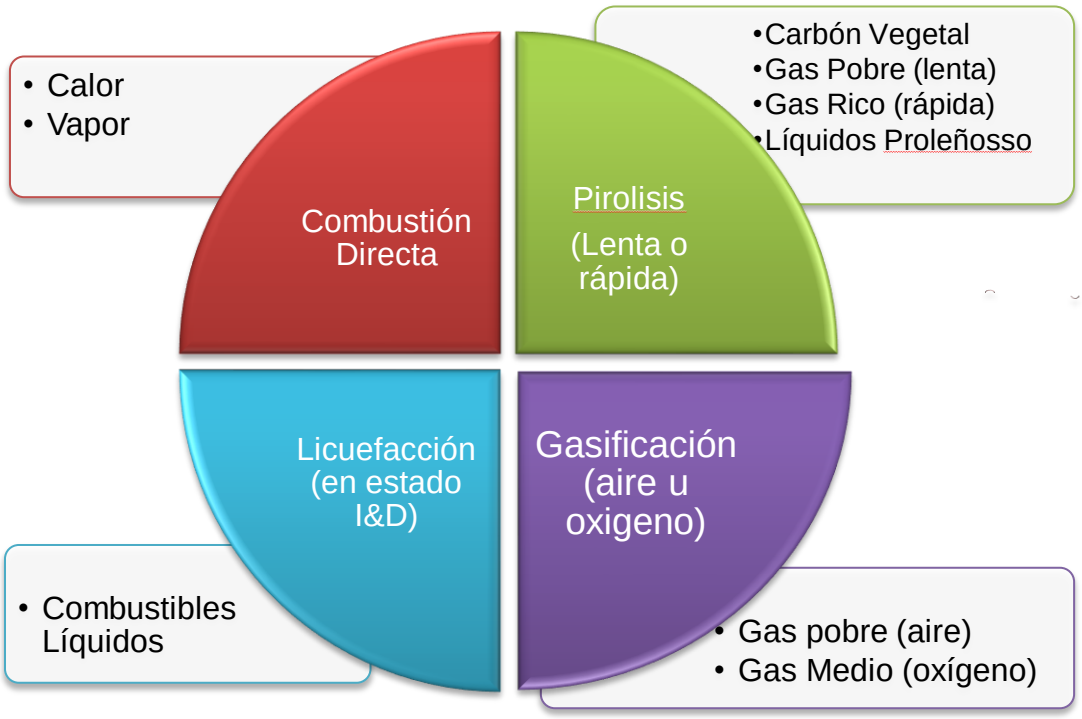


Figura 6.2.1 Procesos termoquímicos de conversión de la biomasa. Fuente: SEAR

Se analizaran con mayor detalle los procesos de combustión directa y gasificación ya que se adaptan con el objetivo del proyecto de poder generar energía eléctrica.

6.2.1 Pirolisis

Consiste en la descomposición de la biomasa por la acción del calor (a unos 450 °C) en ausencia de oxígeno, proceso en el que la naturaleza y la composición de los productos finales dependen de las propiedades de la biomasa tratada, de la temperatura y presión de operación y de los tiempos de permanencia del material en la unidad de pirolisis. Generalmente, el producto principal de la pirolisis es el carbón vegetal, considerándose a los líquidos y gases como subproductos del proceso.

El carbón vegetal como combustible sólido presenta la ventaja frente a la biomasa que le dio origen, de tener un poder calórico mayor o, lo que es lo mismo, un peso menor para igual cantidad de energía, lo que permite un transporte más fácil, pero sin embargo, debe hacerse notar que la

carbonización representa una pérdida muy importante de la energía presente en la materia prima, ya que el proceso consume gran cantidad de ella. Es por esto, que si el fin es generar energía eléctrica, no tiene sentido transformar la biomasa en carbón vegetal para luego combustionar el mismo.

La pirolisis tiene lugar en los demás procesos termoquímicos como gasificación, licuefacción y combustión directa.

6.2.2 Licuefacción

La Licuefacción es una variante del proceso de pirolisis en el cual se agrega un gas reductor (monóxido de carbono, hidrógeno o gas de síntesis) a temperaturas entre 300 y 500 °C y a alta presión. Se encuentra actualmente en estado de investigación, y tiene como fin elevar el rendimiento de la producción de combustibles líquidos de la pirolisis, a través de la conversión de los gases producidos por el proceso antes mencionado.

6.2.3 Combustión directa

Es el más sencillo y más ampliamente utilizado, tanto en el pasado como en el presente. Se genera calor como producto principal que puede emplearse directamente (fines domésticos: cocción, calefacción; fines industriales: calor de procesos, generación de energía eléctrica o mecánica, etc.) o utilizarse para generar energía eléctrica mediante un ciclo de vapor convencional.

El ciclo de vapor convencional consiste en la generación de vapor en un caldera, generalmente mediante el ciclo de Rankine, para luego alimentar a una turbina que transforma la energía interna del vapor en energía mecánica, la cual, es aprovechada por un generador para producir electricidad.

Debido a la mayor complejidad operacional de las calderas, ya que se necesita mano de obra calificada, normas de seguridad más estrictas porque se trabaja con altas presiones de vapor de agua y la dificultad de conseguir los repuestos de las turbinas a nivel local, se decidió enfocar el proyecto a la tecnología de gasificación.

6.2.4 Gasificación

La gasificación consiste en un proceso de oxidación parcial a elevada temperatura mediante el cual la biomasa reacciona con cantidades limitadas de comburente (entre el 10 y 50% del necesario para la combustión) originando un producto gaseoso formado por diferentes proporciones de los siguientes

gases: CO, H_2, CO_2, CH_4 y N_2. La composición química de la materia prima influye en la composición del producto gaseoso. Esta mezcla de gases se llama gas de síntesis o “syngas”, y puede ser empleado en motores de combustión interna, calderas y turbinas para la generación de energía eléctrica ó por otro lado, puede utilizarse como materia prima para la producción de otros compuestos químicos como metanol, etanol y ácido acético por diferentes procesos químicos.

El rendimiento del proceso de gasificación varía dependiendo de la tecnología, el combustible y el agente gasificante que se utilice, en el rango de 70-80%. El resto de la energía introducida en el combustible se invierte en las reacciones endotérmicas, en las pérdidas de calor de los reactores, en el enfriamiento del syngas, necesario para su secado (eliminación de vapor de agua) y filtración, y en el lavado (cuando es necesario eliminar los alquitranes).

Como en todos los sistemas de producción/transformación de energía, es necesaria cierta alimentación eléctrica para mantener todo el proceso en depresión, para evitar la fuga de cualquiera de los gases que se producen en el proceso.

6.2.4.1 Tecnologías de gasificación

Existen dos tecnologías principales de gasificación:

- La de ***lecho móvil*** que, a su vez, se subdivide dependiendo del sentido relativo de las corrientes de combustible (biomasa) y agente gasificante. Cuando las corrientes son paralelas, el gasificador se denomina “downdraft” o de corrientes paralelas; cuando circulan en sentido opuesto, se denomina “updraft” o de contracorriente.
- La de ***lecho fluidizado***, en la que el agente gasificante mantiene en suspensión a un inerte y al combustible, hasta que las partículas de éste se gasifican y convierten en cenizas volátiles y son arrastradas por la corriente del syngas.

La elección de la tecnología se debe basar en tres aspectos principales:

- ✓ El tipo y la cantidad de biomasa de la que se dispone
- ✓ Las necesidades energéticas se pretenden cubrir, ya sea, las cantidades como también el tipo de energía, térmica o eléctrica.
- ✓ Factores medioambientales y económicos.

Generalmente, las empresas proveedores de gasificadores recomiendan a sus clientes a través de sus tecnólogos que tecnología es la más apropiada para el recurso disponible.

6.2.4.2 Agentes gasificantes

Según el agente gasificante que se emplee se producen efectos distintos en la gasificación, y el syngas —producto final— varía en su composición y poder calorífico:

- **Aire**, parte de la biomasa procesada se quema con el oxígeno presente y el resto de la biomasa sufre la reducción. No obstante, el 50% del syngas es nitrógeno y, en términos de poder calorífico, el gas ronda los 5,5 MJ/Nm3. Este syngas es apropiado para motores de combustión interna convencionales, ya que como materia prima para la síntesis del metanol es un gas pobre.

- **Vapor de agua u Oxígeno,** mejoran el rendimiento global y aumenta la proporción de hidrógeno en el syngas. Es el sistema más adecuado de producir syngas si se desea emplearlo como materia prima para producir metanol o gasolina sintética. Si bien el aire es gratuito y el vapor de agua se produce a partir del calor contenido en el gas de síntesis, el oxígeno tiene un coste energético y económico a tener en cuenta.

- **Hidrógeno** como agente gasificante permite obtener un syngas que puede sustituir al gas natural, pues puede alcanzar un poder calorífico de 30 MJ/kg (no es muy recomendable como gasificante en el ámbito industrial, excepto en los casos de excedentes de baja pureza)

Limitaciones

- Con una limitación de su densidad mínima de 150 a 200 kg/m3.
- Otra cuestión de importancia respecto a la biomasa es que su tamaño sea relativamente homogéneo (largo de 1cm a 10 cm)
- la humedad de la materia a gasificar, valores del 10 al 20% son los más adecuados
- Un análisis inmediato da información sobre carbono fijo, volátiles, humedad y cenizas.

6.2.4.3 Etapas y reacciones de la gasificación

Con independencia de que el lecho sea fluidizado o móvil, en sus variantes, la biomasa pasa por 4 etapas:

- ✓ **Secado:** Una primera etapa de calentamiento hasta 100 °C, que provoca el secado de la biomasa por evaporación del agua contenida en la misma, y que absorbe el calor sensible para elevar la temperatura, además del necesario para la evaporación del agua.
- ✓ **Pirolisis:** Durante la pirolisis se rompen las moléculas grandes dando lugar a otras de cadena más corta que, a la temperatura del reactor, están en fase gaseosa.
- ✓ **Reducción:** La falta de oxígeno unida a la disponibilidad de carbono, CO2 y vapor de agua, hace que se produzca una recombinación hacia hidrógeno molecular y monóxido de carbono;
- ✓ **Oxidación:** Al entrar en contacto con el agente gasificante (aire, oxígeno, o vapor de agua) la fracción más pesada (carbonosa) de la biomasa se oxida. En esta etapa se produce una elevación de la temperatura, ya que las reacciones de oxidación son exotérmicas.

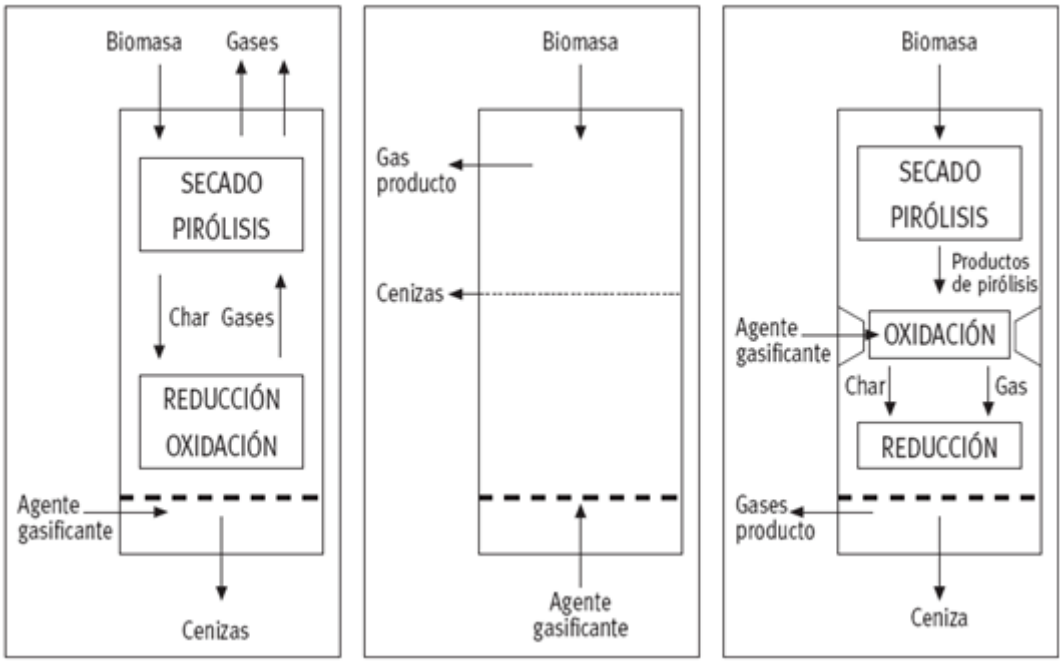


Figura 6.2.4.3.1 De izquierda a derecha, esquemas de funcionamiento de gasificadores updraft, de lecho fluidizado y downdraft.
Fuente: IDEA, 2007. Biomasa Gasificación

6.2.5 Rendimiento Energético

Este proceso de conversión de energía, además de sustituir a combustibles ligeros de origen fósil, permite obtener altos rendimientos eléctricos a partir de biomasa, cuestión ésta muy difícil mediante combustión directa para

generación de vapor y posterior expansión de éste en un turbo alternador. Mediante gasificación se pueden alcanzar rendimientos eléctricos de hasta un 30-32% mediante el uso de moto-generadores accionados por syngas, mientras que con un ciclo Rankine convencional simple las cifras rondan un 22% de rendimiento eléctrico.

El rendimiento energético prácticamente no varía con el tamaño, es decir, la relación entre consumo de materia prima y kWe obtenidos es lineal. Por lo tanto, no se perciben economías de escala mirando este parámetro. Sin embargo, sí existen en cuanto a los gastos de operación y mantenimiento, ya que no varía la cantidad de personal necesaria, y también a la obra de infraestructura debido a que los gasificadores no presentan una relación proporcional de tamaño-potencia. A continuación se pueden ver un gráfico sobre el rendimiento energético en función de la escala de una planta de ENAMORA que utiliza reactores de lecho fluidizado:

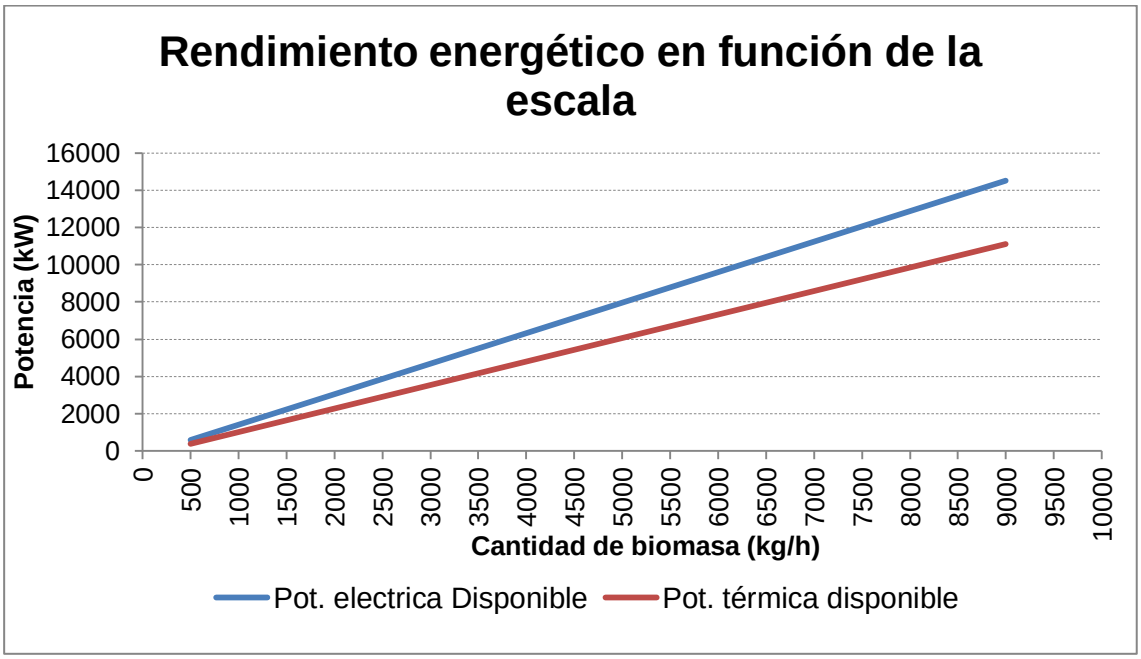


Figura 6.2.5.1 Rendimiento energético planta ENAMORA.
Fuente: IDEA, 2007. Biomasa Gasificación

7. ESTRUCTURA DE LA PLANTA

En este capítulo se analizarán los distintos equipos necesarios y se mostrará un lay out tentativo. Para el diseño de la planta se requerirá la asistencia de Ankur. Se la eligió porque es una de las empresas con más experiencia en el sector y con mayor cantidad de maquinas instaladas en el mundo.

7.1 Maquinaria y sistemas de la planta

La elección de la maquinaria se hará enfocada en el objetivo de producir 1MWe. Se instalará un solo gasificador, pero dos motogeneradores para brindar mayor flexibilidad.

7.1.1 Generadores y motores de combustión interna

Se instalarán un par de motogeneradores trifásicos de 500 KW aproximadamente. Al ser dos líneas independientes, brinda mayor flexibilidad para paradas de mantenimiento o posibilidades de comercialización público-privado. Existen en el mercado diferentes motogeneradores especialmente diseñados para trabajar con gas de síntesis, sin embargo, en Argentina solo se producen equipos de hasta 250 KW por lo que se deberán importar.

Ankur posee acuerdos con empresas chinas productoras de motogeneradores, de manera de poder ofrecer la línea completa de producción. El conjunto motor-generador ocupa una superficie estimada de 5,5 m^2. En cuanto al costo, el precio CIF (Costo de la misma, seguro y flete incluidos) se estima en u$s 300.000, lo que para los dos conjuntos sería u$s 860.000. A continuación puede verse una imagen solo a modo ilustrativo.

Figura 7.1.1.1 Motor Guascor acondicionado para syngas de 16 cilindros en V y 634kWb de potencia mecánica. Fuente: GUASCOR

7.1.2 Gasificador

La capacidad del gasificador debe ser acorde al consumo de los motores. Por lo tanto, se necesita un gasificador capaz de producir 1700 m^3/h de syngas. El área necesaria para el gasificador junto con las conexiones, el área de descarga de cenizas y área de carga es de aproximadamente 80 m^2. Son equipos libres de mantenimiento, solo requieren la supervisión periódica del funcionamiento de los equipos de control y una limpieza anual. En Chaco el INTI ha instalado un gasificador Ankur para probar esta tecnología (ver figura 7.1.2.1).

El precio del gasificador ronda los U$S 300.000. Esto incluye los gastos de aduana, importación, transporte e instalación.

Figura 7.1.2.1 Gasificador Ankur instalado en Presidencia la Plaza - Chaco.
Fuente: INTI

7.1.3 Equipos de tratamiento de gas

Para el correcto aprovechamiento en los motores de combustión interna, el gas debe ser secado y desprovisto de partículas.

La primera limpieza se lleva a cabo con un ciclón donde se retiran las cenizas y partículas de mayor tamaño que fueron arrastradas.

El siguiente paso es hacerlo pasar por un scrubber. El mismo sirve tanto para enfriar parcialmente el gas, como para lavarlo de alquitranes. Este proceso es especialmente importante cuando se trabaja con maderas resinosas como por ejemplo el pino.

A continuación, el gas es enfriado en un intercambiador de calor y la humedad es retirada en un condensador.

Después, el gas pasa por un filtro fino, el cual el material filtrante es el mismo residuo que se utiliza como combustible. Generalmente este residuo recibe un tratamiento de molido para que las partículas sean homogéneas y bajas dimensiones. Como se ve, este sistema esta implementado para que todo el

proceso funcione de manera renovable y no se necesiten más materiales intercambiables que el mismo residuo, lo cual reduce el costo de mantenimiento. Finalmente pasa por un filtro de pliegues, similar a los de automóvil, para luego usarse en el motor.

7.1.4 Sistema de Refrigeración.

El gas de síntesis sale con una elevada temperatura del reactor (500-600°C), la cual debe ser llevada hasta 35-50°C para el correcto funcionamiento en los motores-generadores. Para este fin se pueden analizar diferentes alternativas, desde la utilización de un circuito cerrado de refrigeración o bien el aprovechamiento de esta diferencia de entalpía en algún proceso industrial, como por ejemplo, para secar la materia prima en caso de que llegue con una humedad mayor a la requerida.

En nuestro caso, vamos a analizar utilizar un circuito de refrigeración compuesto por un chiller y dos torres de enfriamiento.

7.1.4.1 Chiller

Un Chiller (o enfriador de agua) es una máquina industrial que produce agua fría para la refrigeración de procesos industriales, tienen gran eficiencia para reducir un delta de temperatura de unos 450-550 °C. La idea consiste en extraer el calor del syngas mediante un intercambiador de cascos y tubos, sin entrar en contacto con el agua. Así, el gas cede calor bajando su temperatura y el agua, durante el paso por el proceso, la eleva. El agua ahora "caliente" retorna al chiller adonde nuevamente se reduce su temperatura para ser reutilizada. Vale aclarar que el calor adquirido por el agua también puede ser utilizado para usos industriales.

Actualmente existen en el mercado diferentes modelos de chiller de acuerdo a las cantidades de agua que se desea tratar. Más adelante se realizara el cálculo para dimensionar el chiller necesario para este proceso. A continuación pueden verse las imágenes de un chiller de tornillo refrigerado por agua y un chiller centrífugo refrigerado por aire.

Figura 7.1.4.1.1 Chiller Carrier de tornillo refrigerado por agua. Fuente: Carrier

Figura 7.1.3.1.2 Chiller Carrier centrífugo refrigerado a aire. Fuente: Carrier

7.1.4.2 Torres de Enfriamiento

Las torres de enfriamiento son estructuras que permiten que el agua que circula por las mismas reduzca su temperatura por contacto con el medio ambiente en unos 5-6 °C.

La corriente de agua es enfriada por vaporización parcial con el consiguiente intercambio de calor sensible y latente de una corriente de aire seco y frío que circula por el interior de la torre .

Existen diferentes torres de enfriamiento clasificadas según su suministro de aire:

- ✓ Torres de circulación natural
  - Atmosféricas
  - Tiro natural
- ✓ Torres de tiro mecánico
  - Tiro inducido
  - Tiro Forzado
- ✓ Otros tipos: Torres de flujo cruzado

No explayaremos en la descripción de cada tipo de torre, pero vale mencionar que para el proyecto se consideraron torres de tiro mecánico forzado. La principal ventaja de estas torres se encuentra en que el aire que circula es forzado con un ventilador situado en la parte superior de la misma que permite una distribución interna más uniforme del aire, obteniendo mejores eficiencias. A continuación se puede ver una imagen a modo de ejemplo y otra describiendo el funcionamiento. Al igual que los chiller, el correcto dimensionamiento de las mismas es indispensable para poder optimizar el gasto en inversión y posterior operación de las torres.

Figura 7.1.4.2.1 Torre de Enfriamiento. Fuente Caurium

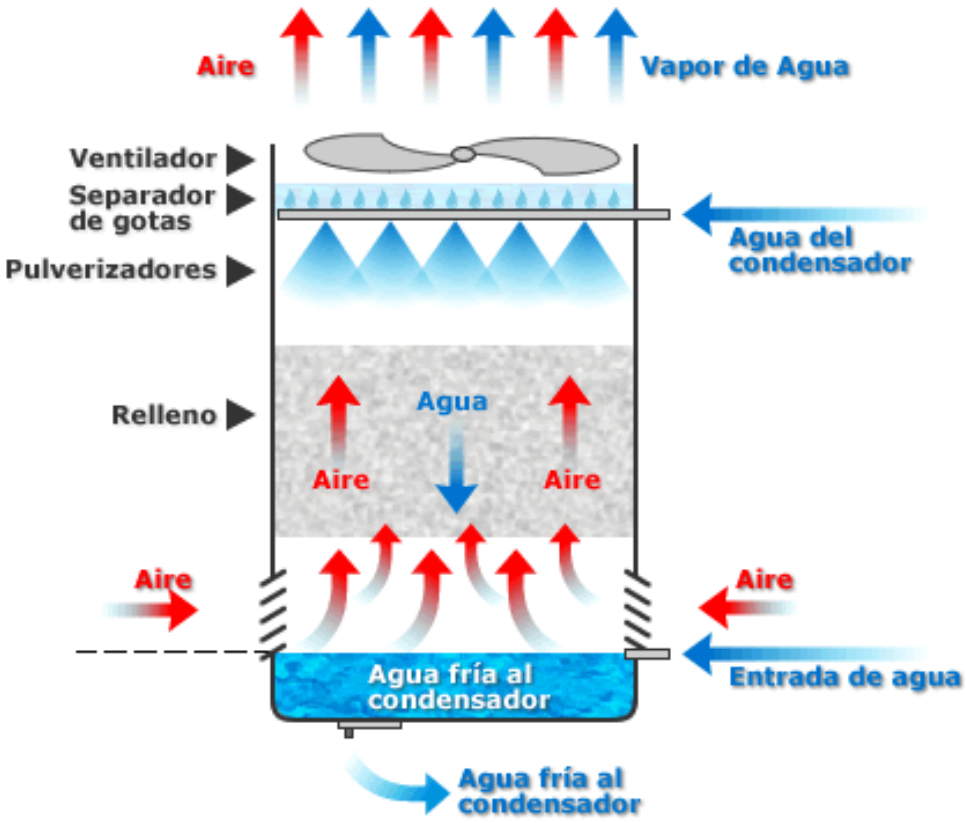


Figura 7.1.4.2.2 Esquema de funcionamiento de torre de tiro mecánico forzado Fuente: Caurium

7.1.4.3 Dimensionamiento del sistema

Para el dimensionamiento del sistema se considera que el syngas tiene una temperatura de 600°C y 1000 kcal/m^3.

7.1.4.3.1 Dimensionamiento del chiller

Para realizar el siguiente dimensionamiento, se tomaron como supuestos:

1. Ti (gas) = 600 °C
2. Ts (gas) = 75 °C
3. Ti (agua) = 12 °C
4. Ts (agua) = 55 °C
5. Cp (agua) = 4180 Kj/m^3 °C
6. U (coeficiente global de tranf. De calor) = 1500 W / m^2 °C

Tanto el calor específico del agua como el coeficiente de transferencia de calor se obtienen de tablas.

El caudal de gas se determino de acuerdo a las necesidades para poder generar 1Mw.

$$Q\ (gas) = 1696\ m^3/h$$

El poder calorífico del gas compuesto se calcula con la siguiente fórmula:

$$Cp\ (gas) = \sum_{i=0}^{n} \mathrm{Cp_i\ x\ \%\ Compocisión_i}$$

COMPUESTO	Kcal/Kmol . K	Kg/Kmol	Kcal/kg ºC	% Gas
CH4	10,94	16	0,684	4,0%
H2	6,94	2	3,470	18,0%
N2	7,11	28	0,254	48,5%
CO	7,17	28	0,256	18,5%
CO2	10,42	44	0,237	11,0%

Tabla 7.1.4.3.1.1 Capacidad Calorífica de algunos gases y porcentaje de cada compuesto en el syngas optenido. Fuente: Serwood-Reid-Prausnitz. Propiedades de los gases y líquidos.

Luego entrando en la fórmula con los datos de la tabla se obtiene que:

- ✓ Cp (gas) = 3,55 Kj / Kg °C

La densidad del gas sale de la mezcla en proporción de los mismos, que en promedio está entre 1,1 y 1,15 Kg/m3, es por ello que se utiliza para el cálculo 1,13 Kg/m3, dando como resultado:

- ✓ Cp (gas) = 4.03 Kj / m^3 °C

Balance de energía

El calor entrada y de salida debe ser igual, por lo tanto se tiene la siguiente fórmula:

$$q_{gas} x\ Cp_{gas} x\ Ts_{gas} - Ti_{gas}\ =\ q_{agua} x\ Cp_{agua} x\ Ts_{agua} - Ti_{agua} \quad (7.1.4.3.1)$$

$$q_{agua} = 19{,}8\ m^3/h$$

$$Q = U\ x\ A\ x\ dTm \quad (7.1.4.3.2)$$

Donde:

$$DTm = \frac{Tsa - Tig\ -(Tia - Tsg)}{Ln\frac{(Tsa - Tig)}{(Tia - Tsg)}} = -223{,}38\ °C \quad (7.1.4.3.3)$$

Por lo que

$$Q = U\ x\ A\ x\ dTm = -989333\ \text{W} \quad (7.1.4.3.4)$$

Calculo del área total de intercambio:

$$A = \frac{Q}{Ux\ dTm} = 3\ m^2 \quad (7.1.4.3.5)$$

7.1.4.3.2 Dimensionamiento de la Torre de Enfriamiento N°1 (TE1)

Esta torre es la encargada de refrigerar el agua que absorbe el calor del gas para pasar de los 75°C a los 35 °C. Se considera que la torre posee una capacidad de disminuir la temperatura del agua en 2 °C.

Supuestos:

1. Ti(gas) = 75 °C
2. Ts(gas) = 35 °C
3. Ti (agua) = 34 °C
4. Ts (agua) = 36 °C

Luego se realiza el balance de energía y el cálculo del área de contacto de igual manera que para el chiller, obteniendo:

$$q_{agua} = 32\ m^3/h$$

$$DTm = -10.37\ °C$$

$$Q = -75378\ \text{W}$$

$$A = 3\ m^2$$

7.1.4.3.3 Dimensionamiento de la Torre de Enfriamiento N°2 (TE2)

La TE2 tiene como función refrigerar agua que se utilizara para enfriar los dos motores de combustión interna, el cual se recalienta con la explosión del pistón, hasta alcanzar aproximadamente los 400°C. Debido que el calor que se debe extraer es mayor que la TE1, la misma debe tener una capacidad de refrigeración de unos 6-7 °C.

Supuestos:

1. Ti(gas) = 35 °C
2. Ts(gas) = 400 °C
3. Ti (agua) = 34 °C
4. Ts (agua) = 41 °C

Siguiendo los mismos procedimientos que anteriormente, se llega a:

$$q_{agua} = 85\ m^3/h$$

$$DTm = -60.85\ °C$$

$$Q = -687822\ \text{W}$$

$$A = 7.5\ m^2$$

7.1.5 Circuitos de agua

Como se mencionó anteriormente el sistema de refrigeración requiere de diversos circuitos de agua.

El primero de ellos es el que se destina para el refrigerio de los motores. En este circuito, el agua es bombeada desde la TE2 hasta el intercambiador de cascos y tubos acoplado afuera de cada motor para permitir que el agua de refrigeración circule por el mismo, similar a la función de un radiador, y luego vuelve a la torre de enfriamiento. Se pondrá una bomba por motor, para tener independencia y disminuir riesgos en caso de rotura.

Otro circuito de agua que sale de la TE1 y se dirige al scrubber. Parte del agua que ingresa al scrubber pasa a la siguiente etapa de purificación del gas como niebla y el resto condensa con impurezas.

El agua que está en contacto directo con el gas, requiere luego ser tratada ya que condensa alquitranes, incorpora cenizas y otras partículas que son arrastradas. El primer paso es la recolección de las mismas en una pileta que es una combinación entre un decantador y un interceptor de naftas. Las partículas más densas precipitan, lo que requiere un vaciado periódico del decantador. El interceptor de naftas se incorpora ya que los alquitranes están compuestos de diversas cadenas de aromáticos, algunas de las cuales tienen menor densidad que el agua.

El proceso de tratamiento continúa con un tanque de sedimentación en el que se le agrega sulfato de aluminio y potasio. El alumbre tiene un efecto floculante, que permite la precipitación de las partículas carbonosas. También es bactericida.

Finalmente se pasa el agua por un banco de tratamiento donde se remueven las impurezas inorgánicas. Este se realizada mediante la filtración formada por filtros de arena y carbón activado para la desinfección final del agua.

7.1.6 Bombas de agua.

Debido a que los distintos circuitos de circulación de agua son forzados y cerrados, se necesita una bomba para cada uno. Son alrededor de 8 las estaciones de bombeo necesarias. Debido a que el costo de las bombas no es elevado, es usual instalar una bomba auxiliar por cada bomba en funcionamiento para evitar paradas por fallas. Las dimensiones de las bombas varían de acuerdo al tramo del circuito donde están instaladas.

7.1.7 Pala cargadora frontal

La misma se utilizará tanto para el movimiento de la materia prima como de las cenizas. Para el proyecto es factible utilizar una cargadora con capacidad de $2m^3$, considerando un uso diario de 4 hs. El valor estimado de mercado de este tipo de maquinaría es de u$s 25.000.

7.1.8 Construcción

Para el normal funcionamiento de la planta se requieren aproximadamente 400 m^2 de superficie. No es necesario que la misma sea techada en su totalidad, pero sí es recomendable poner los motores y los tableros de control bajo una cubierta. Más adelante se puede ver un esquema de layout. Además, hay que considerar el área necesaria para la instalación de tratamiento de agua. Este consiste en una pileta de deposición del agua y un tanque sedimentador.

Se pidieron 2 presupuestos para estimar el costo de la obra civil. El valor promedio obtenido fue de $ 400.000 para los 400 m^2 de galpón y $ 450.000 para las obras de tratamiento del agua. Este valor no incluye IVA, Gastos profesionales ni sellados. Los gastos profesionales se estiman en un 10 % y el sellado en el 1 %.

7.1.9 Transformador

Como se menciono anteriormente, se requiere de un transformador de 1 MW para adecuar la tensión de salida del generador de 380 V a la tensión de funcionamiento de la red a la cual se va a entregar la energía 13.200 V (en carga). Según averiguaciones de mercado, el valor del mismo es de u$s 24.000.

7.1.10 Resumen de costos

A continuación se muestra una tabla con el resumen de los costos estimativos en dólares corrientes:

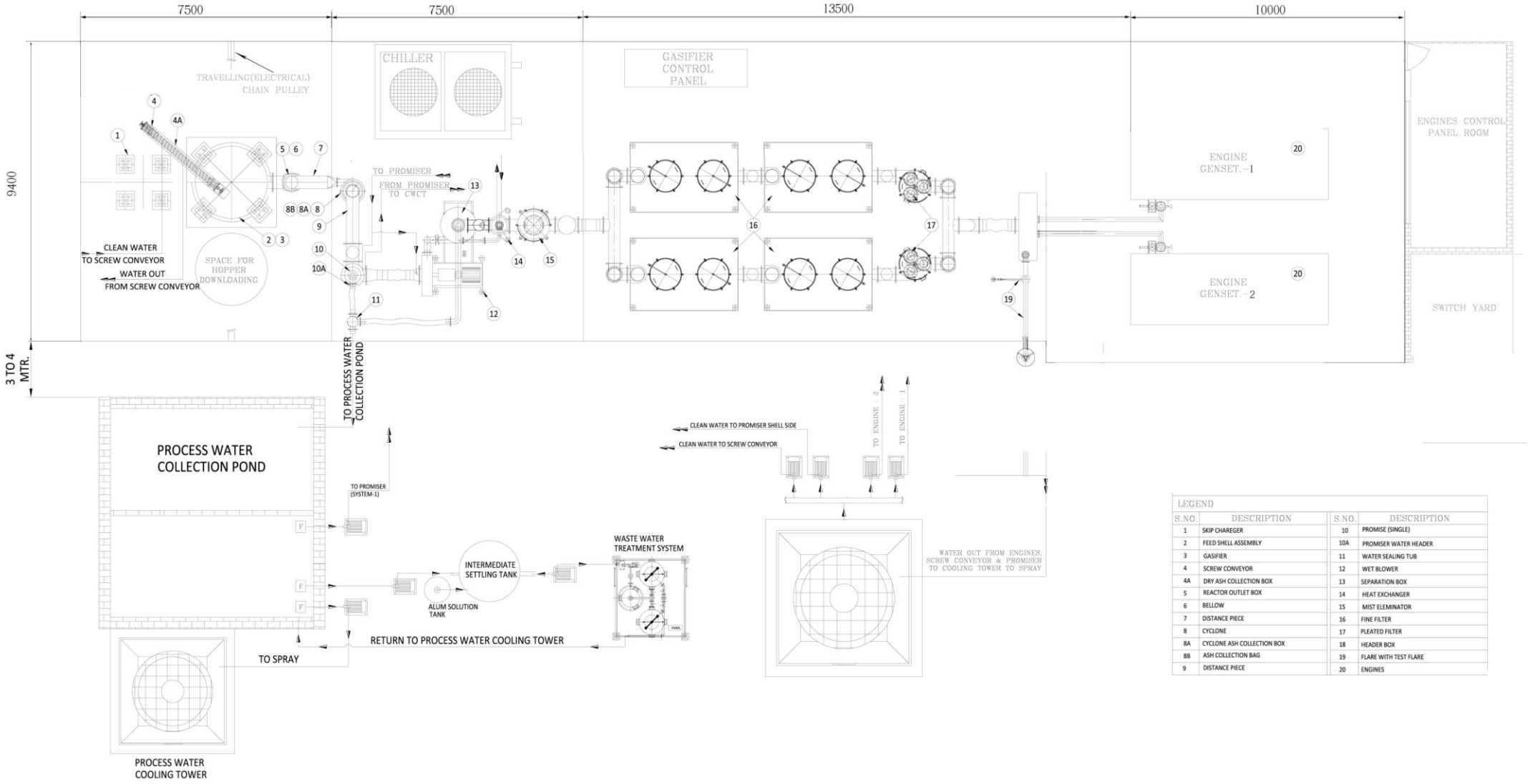
Elemento	Costo	Unidad
2 Motogeneradores	860.000	U$S
Gasificador	300.000	U$S
Chiller	90.000	U$S
Torre de enfriamiento 1	110.000	U$S
Torre de enfriamiento 2	130.000	U$S
Cargador frontal	25.000	U$S
Obra civil	210.000	U$S
Terreno	25.000	U$S
Transformador	24.000	U$S

Tabla 7.1.10.1 Costos estimativos de inversión por equipo

Para homogenizar la unidad de medida se convirtieron los valores en pesos a una tasa de 4,50 $/u$s. El valor del terreno es estimativo, se considera que se encuentra en un área alejada de la ciudad y sin edificación.

7.2 Layout

A continuación se encuentra el layout estimativo de la planta.



LEGEND

S.NO.	DESCRIPTION	S.NO.	DESCRIPTION
1	SKIP CHAREGER	10	PROMISE (SINGLE)
2	FEED SHELL ASSEMBLY	10A	PROMISER WATER HEADER
3	GASIFIER	11	WATER SEALING TUB
4	SCREW CONVEYOR	12	WET BLOWER
4A	DRY ASH COLLECTION BOX	13	SEPARATION BOX
5	REACTOR OUTLET BOX	14	HEAT EXCHANGER
6	BELLOW	15	MIST ELEMINATOR
7	DISTANCE PIECE	16	FINE FILTER
8	CYCLONE	17	PLEATED FILTER
8A	CYCLONE ASH COLLECTION BOX	18	HEADER BOX
8B	ASH COLLECTION BAG	19	FLARE WITH TEST FLARE
9	DISTANCE PIECE	20	ENGINES

7.3 Estructura Organizacional

La estructura de la organización está compuesta por el primer responsable ejecutivo (PRE), los técnicos y los operarios de planta.

El primer responsable ejecutivo (PRE) se encargará de la programación, organización, conducción, coordinación, desarrollo, supervisión, evaluación y control de todas las acciones técnicas y administrativas. A su vez, será el encargado de negociar los diferentes contratos con los proveedores de materia prima y CAMMESA y de formalizar el financiamiento a través de préstamos bancarios, ya que después del capital propio, es la principal fuente de financiación. Por último, el CEO también se encarga de la planificación a largo plazo de la compañía.

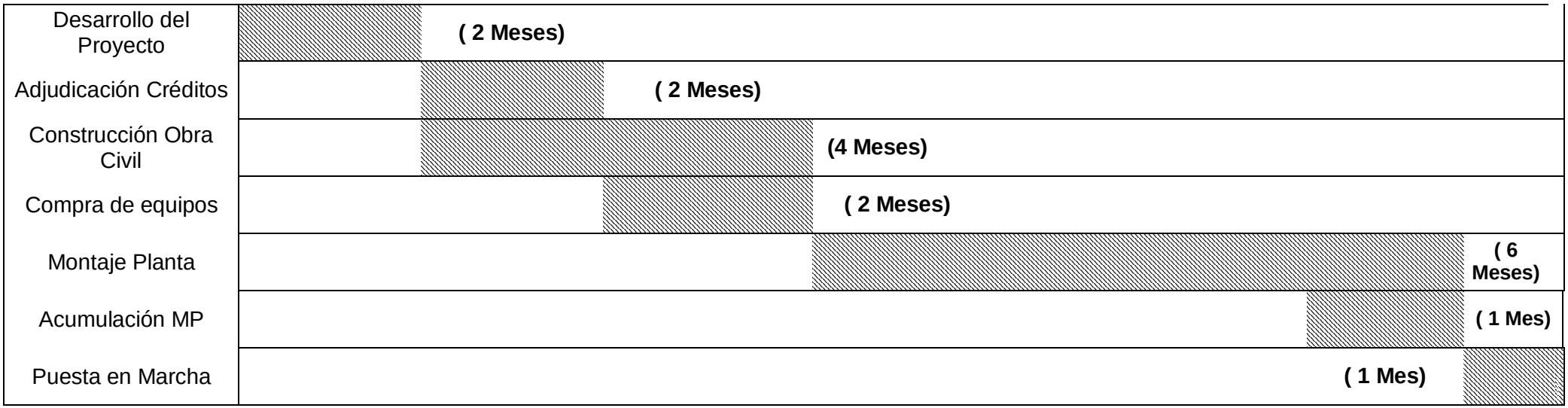
Los técnicos se encargaran de supervisar el correcto funcionamiento del reactor, los filtros de gas, los motogeneradores y de todo el circuito de agua y realizar las tareas de mantenimiento y reparación de los mismos cuando sea necesario.

Los operarios realizan todas las actividades relacionadas con el acondicionamiento y movimiento de la materia prima. Son los responsables desde la descarga de la misma hasta el abastecimiento del reactor. Por otro lado, se les asignará las tareas de limpieza y mantenimiento de la planta.

7.4 Cronograma de Ejecución

Se estimaron los plazos necesarios para realizar el proyecto, teniendo en cuenta las dependencias de las actividades a realizar. Los tiempos de importación, incluidos en la compra de los equipos, construcción de la obra civil y montaje de planta fueron provistos por los respectivos proveedores.

A continuación se puede ver el cronograma obtenido:



7.4.1 Cronograma de ejecución de tareas

7.5 Impacto Medio Ambiental.

Al desplazar la energía térmica generada con combustibles fósiles, no sólo disminuyen los costos de generación de la energía eléctrica, sino que también se reducen las emisiones producidas por la combustión de los mismos.

Debido a que la combustión de la biomasa se considera neutro, la contaminación del proyecto solo se da por el combustible utilizado para el transporte de la materia prima. Las emisiones de carbono generadas por el mismo se comparan con las emisiones que se ahorran en la producción eléctrica. Se hizo un promedio ponderado de las emisiones de CO_2 por MWh generado térmico en el año 2011. Para el cual se utilizaron las tablas a continuación:

Combustible	**Coeficiente de Emisión**	**Unidad**
Gas Natural	1,95	Kg CO_2/Nm3
Fuel Oil	3,17	Kg CO_2/kg FO
Carbón	2,58	Kg CO_2/kg Carbón
Gas Oil	3,16	Kg CO_2/kg GO

Tabla 7.5.1 Coeficiente de Emisión por combustible. Fuente: SEAR

Combustible	**Unidad**	**Consumo**	**Tn CO_2 liberadas**
Gas	Miles de m^3	12.612.386	24.594.153
Fuel Oil	KTn	2.561	8.118.649
Gas Oil	Miles de m^3	2.022	5.624.054
Carbón	KTn	943	2.433.497
Total			**40.770.353**

Tabla 7.5.2 Tn de CO2 liberadas por consumo de combustibles para la generación de energía eléctrica, año 2011. Fuente: SEAR; CAMMESA

Dado que la generación térmica para ese año fue de 73.451,2 MWe, se tiene un promedio ponderado de emisión de 0,5551 kg CO_2/MWh térmico. Por lo que, de acuerdo al siguiente cálculo se obtiene el ahorro de emisiones:

$$1\ MWe\ x\ 350\ días\ x\ 24\ \frac{horas}{día}\ x\ 0{,}5551\ \frac{Tn\ CO_2}{MWh} = 4.662{,}8\ Tn \quad (7.5.1)$$

Descontando las emisiones generadas por el transporte para una planta de 1Mw en el caso más desfavorable de 86,5 Tn CO_2, se obtiene una disminución anual de 4.576,3 Tn CO_2.

8. DESCRIPCIÓN DE PROCESOS

En esta sección se procederá a describir las tareas a llevar a cabo. Se pondrá especial interés en el manejo de la materia prima, debido a su dificultad e importancia en el proceso.

8.1 Movimiento de sólidos

A diferencia del transporte de gases y líquidos que es relativamente sencillo ya que los mismos son fluidos (no poseen forma propia, sino que toman la forma de cualquier recipiente que los contiene y fluyen fácilmente por gravedad en caso de ser más pesados que el aire), en el transporte de sólidos es necesario tomar más consideraciones ya que los mismos pueden soportar esfuerzos cortantes y no fluyen libremente. Este problema es más evidente cuando son almacenados en silos cónicos y descargados por el fondo. Debido a que no se deforman por las tensiones de cizalla, los sólidos pueden formar un puente sobre el cono y cesar de fluir. La biomasa es particularmente complicada por ser fibrosa y tener forma irregular.

Se analizará el proceso desde la recepción hasta el ingreso en el gasificador. Las etapas involucradas se pueden clasificar de la siguiente forma:

- Recepción.
- Almacenaje y clasificación.
- Acondicionamiento.
- Transporte.
- Alimentación.

Las tres tareas más delicadas son el transporte, ensilado y la alimentación.

8.1.1 Recepción

Los residuos forestales serán transportados hasta la planta por medio de camiones medianos de 12 Tn. La descarga puede ser tanto por el dorso como lateral. En plantas pequeñas, la descarga se realiza de forma manual, método que en las grandes plantas se vuelve inviable. Por ello, se utilizan distintos sistemas para voltear los acoplados o inclinarlos de forma tal que caiga por la parte trasera. En el caso de que el transporte se haga por medio de un camión volcador, la tarea se simplifica considerablemente y no se requiere ninguna maquinaria extra.

Acorde lo planeado para este proyecto, se recibirán 23 camiones por semana, lo que significa un máximo de 5 camiones por día operando solo de Lunes a Viernes. Se estima en tres hora la descarga de los mismos para el caso que no sean volcadores. A continuación se puede ver la imagen de un chasis volcador bilateral y como sería la descarga con un chasis normal, de puerta dorsal.

Figura 8.1.1.1 Chasis Volcador bilateral de 22 toneladas. Fuente: Helvetica

Figura 8.1.1.2 Chasis de descarga trasera. Fuente: Helvetica

8.1.2 Almacenamiento

El objetivo es mantener a la biomasa en buenas condiciones y accesible para transferirla fácilmente a la próxima estación. Se la debe aislar de la lluvia como de la humedad del suelo. Aun así, lo más común es almacenarlo a la intemperie ya que hacerlo en lugares cerrados resulta antieconómico por el gran volumen. Lo que se hace generalmente es cubrir el suelo con silo-bolsas de descarte o algún otro polipropileno de gran espesor y de igual manera la pila de biomasa como se muestra en la imagen a continuación. Las pilas se acomodan según el orden de uso, de forma tal que sean accesibles por medio de la pala cargadora frontal.

Debido a la informalidad de la actividad, se cree necesario contar con un stock de seguridad de tres semana. De acuerdo al consumo proyectado de la planta, el mismo sería de unos 5376 m^3 como se muestra a continuación.

$$1{,}6\ \frac{Tn}{hora}\ x\ 24\ \frac{horas}{día}\ x\ 21\ \frac{dias}{semana}\ \ \div 0{,}45\ \frac{Tn}{\mathrm{m}^3} = 5376\ \mathrm{m}^3$$

Se tiene que evitar tener la biomasa almacenada por largos períodos de tiempo, ya que puede sufrir descomposición o dificultar más su transporte. En caso de ser necesario, las pilas de biomasa deben ser volteadas regularmente. Extraerla desde el fondo también es recomendable para tener un sistema *first in – first out* y un tiempo de almacenamiento constante.

Además del depósito al aire libre, se contará con un silo para la biomasa ya acondicionada. De aquí se sirve el gasificador de manera automática, por lo que el tamaño del mismo determina la autonomía de la planta. Dado que el consumo es de 3,55 m^3/hora, se necesita un silo de 14,22 m^3 para tener una independencia de 4 horas.

8.1.3 Acondicionamiento.

El acondicionamiento consiste en eliminar objetos indeseados y ajustar el tamaño y la humedad a valores establecidos con el fin de lograr un mejor funcionamiento del gasificador; tanto como evitar problemas de atasco en el transporte.

Como se piensa trabajar con residuos de maderas vírgenes, no serán necesarios separadores de partículas magnéticas ni de partículas no ferrosas. Si habría que considerar la instalación de un separador de escombros que pueden aparecer con el transporte, carga y descarga de la biomasa.

El gasificador requiere que la humedad se encuentre entre el 10 y el 15 %. Cada kilogramo extra de humedad requiere unos 2.300 kJ para evaporarse y otros 1.500 kJ para alcanzar una temperatura de 700 °C que es la del gasificador; por lo que se busca disminuirla fuera del mismo.

El agua contenida en la madera se divide en tres clases:

- Agua libre: Da a la madera su condición de “verde” y ocupa las cavidades celulares. Se va perdiendo al comenzar el proceso de secado, por evaporación. Proceso simple, ya que se encuentra retenida por fuerzas capilares débiles. Una vez que se retiró todo el agua libre, la madera queda con entre el 22 y 30% de humedad.
- Agua de saturación: Está contenida en las paredes celulares. Es la segunda que se pierde y lo hace con mayor lentitud. El proceso se da de manera autónoma hasta alcanzar el equilibrio higroscópico, donde la madera contiene entre el 12 y 18%. Para mayor secado, debe ser forzado.
- Agua de constitución: forma parte de la materia celular de la madera y no puede ser eliminada utilizando técnicas normales de secado. Su separación implicaría la destrucción parcial de la madera.

En este proyecto se considera que la materia prima tiene una humedad menor al 18%, pero vale aclarar que en caso de que en la realidad no sea este valor, se podría utilizar un secadero para la materia prima que utilizara el calor extraído al syngas o con el calor de los gases de combustión del motor. En ese caso, es importante mantener la temperatura entre 50 y 60 °C. Temperaturas mayores pueden iniciar la pirolisis en la superficie de la biomasa.

8.1.4 Transporte

El medio de transporte más usado son las cintas transportadoras. En los puntos donde se necesita dosificar se utilizan tornillos sinfín.

8.1.5 Alimentación

Existen diversos sistemas para llevar a cabo la alimentación. Entre los más importantes se encuentran la descarga por gravedad, tornillos sinfín, inyección neumática y cinta transportadora.

Para poder utilizar alimentación por gravedad, es necesario que la presión interna sea levemente inferior a la atmosférica. De otra forma, los gases calientes saldrían por la canaleta de alimentación. Uno de los inconvenientes que presenta este tipo de alimentación es que no se distribuye uniformemente.

Además, no permite medir ni controlar la tasa de alimentación por lo que hay que incorporar algún otro sistema previo.

Un tornillo sinfín permite dosificar y puede ser usado cuando la presión interior es mayor a la atmosférica agregando un sello. Para lograr una distribución uniforme se le anexa un soplador de aire. Se usan tornillos de paso variable, o distintos diámetros o múltiples tornillos con el fin de evitar la compactación de la biomasa en su interior y un posible atasco.

Las cintas transportadoras no son recomendables para sólidos muy finos o granulares ya que estos se pueden volar.

De lo anterior se deduce que el mejor método para alimentar chips de madera al gasificador es por medio de tornillos sinfín.

9. ANÁLISIS ECONÓMICO FINANCIERO

En este capítulo se determinará la factibilidad del proyecto desde el punto de vista económico-financiero, ya que por más que el hecho de generar energía renovable debería ser una prioridad tanto para el sector público como el privado, en la realidad argentina, solo se llevará a cabo si se obtienen réditos económicos. Para ello se realizará el análisis desde el punto de vista del inversor.

A continuación se realizará el Cuadro de Resultados, el Balance y el Flujo de Fondos que permitan calcular el VAN, la TIR y el Periodo de Repago de la inversión. A través de estos índices se analizará la conveniencia de invertir o no en el proyecto. El análisis económico-financiero se efectúa en un periodo de 10 años.

9.1 Indicadores

9.1.1 Valor Actual Neto (VAN)

El Valor Actual Neto es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual mediante una tasa acordada, generalmente se usa la TREMA (Tasa de Rendimiento Mínimo Aceptable). Esta tasa representa el costo de oportunidad del empresario. A este valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto. Se considera el proyecto aceptable si el VAN es mayor a cero.

La fórmula que nos permite calcular el Valor Actual Neto es:

$$VAN = \frac{Flujo\ de\ Fondo_t}{1+TREMA^{\ t}} - (Inversión\ Inicial) \quad (9.1.1.1)$$

9.1.2 TREMA del proyecto

La TREMA se determina en base al riesgo del proyecto, el cual debería poder dar un rendimiento igual o mayor a otra inversión de riesgo equivalente. En este caso, se utilizará la teoría CAPM para determinarla (Capital Asset Pricing Model). El costo del capital propio (k_e) estará compuesto de la siguiente manera:

$$k_e = R_f + \beta * \ R_m - R_f \ + R_c \quad (9.1.2.1)$$

R_f representa la tasa libre de riesgo, que se tomará igual al rendimiento de los bonos del tesoro estadounidense a diez años, actualmente de 1,63% (Mayo, 2012). R_m es el rendimiento del mercado y la diferencia $R_m - R_f$ se tomará igual al 6 %[4].

La sensibilidad entre el rendimiento de la acción y del mercado está representada en el factor β. Se tomó el promedio del beta dado para Edenor S.A., Pampa energía S.A. y Transener S.A. en el "Informe anual 2011" de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires. Se lo ajustó a la posición de deuda pensada para este proyecto por medio de la fórmula siguiente:

$$\beta_u = \beta_l \ [1 + \ 1 - \alpha \ * \ \frac{D}{E} \ ]$$

A continuación puede verse una tabla con los distintos valores.

Empresa	B Levered	Nivel de deuda (D/E)	B Unlevered
Edenor S.A.	0,88	0,75	0,59
Pampa Energía S.A.	0,61	0,72	0,42
Transener S.A.	0,67	0,45[5]	0,52
Promedio			**0,52**

Tabla 9.1.2.1) Ajuste del beta distintas empresas del rubro eléctrico. Fuente: Informe anual 2011 BCBA y Reportes anuales de las distintas empresas.

Una vez ajustado a nuestro nivel de endeudamiento del año uno (54 %) queda un $\beta_L = 0,70$

Como riesgo país se tomó un promedio de los cierres diarios desde el 04/01/2010 al 30/12/2011, es decir, 684,1 puntos básicos. En definitiva, el rendimiento del capital propio quedaría de la siguiente manera:

$$k_e = 1,63\ \% + 0,70 * \ 6\ \% \ + 6,84\ \% = 12,67\ \% \cong 13\ \% \quad (9.1.2.2)$$

[4] Tasa sugerida en "Lecciones de ingeniería económica y finanzas", Rifat Lelic.

[5] Nivel de deuda correspondiente al año 2010.

9.1.3 Tasa Interna de Retorno (TIR)

La Tasa Interna de Retorno es un indicador de la rentabilidad de un proyecto, que se lee a mayor TIR, mayor rentabilidad. Matemáticamente, la TIR es la tasa de descuento para la cual el VAN del proyecto es igual a cero.

Es una herramienta de toma de decisiones de inversión utilizada para conocer la factibilidad de diferentes opciones de inversión. Este método considera que una inversión es aconsejable si la TIR resultante es igual o superior a la tasa exigida por el inversor, ya sea su costo de oportunidad o la tasa libre de riesgo en caso de que el proyecto no tuviera riesgo.

La fórmula que nos permite calcular la TIR es:

$$VAN = \frac{Flujo\ de\ Fondo_t}{1+TIR^{\ t}} - Inversión\ Inicial = 0 \quad (9.1.3.1)$$

9.1.4 Periodo de repago de la inversión

El periodo de repago de la inversión es el tiempo que tardan los inversores en recuperar la inversión a través de los flujos de fondo del proyecto. Su análisis se considera complementario a las herramientas antes mencionadas, ya que por sí solo no es suficiente para determinar si una inversión es aceptable o no. Esto se debe principalmente a que no tiene en cuenta flujos de fondos posteriores al periodo de recuperación y considera el valor del dinero constante en el tiempo.

9.2 Marco Legal

9.2.1 Régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica (Ley Nacional 26.190).

La Lay Nacional 26.190 declara de interés nacional la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energía renovables con destino a la prestación de servicio público, como así también la investigación para el desarrollo tecnológico y fabricación de equipos con esa finalidad. Establece como objetivo lograr una contribución de las fuentes de energía renovables hasta alcanzar el 8% del consumo de energía eléctrica nacional, en el plazo de 10 años a partir de su puesta en vigencia (diciembre de 2006).

Esta ley otorga beneficios impositivos a inversores y concesionarios de obras nuevas de producción de energía eléctrica generada a partir de fuentes de energía renovables con radicación en el territorio nacional y cuya producción

esté destinada al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) o la prestación de servicios públicos.

Además, la Secretaría de Energía de la Nación remunerará en hasta 15 $/Mwh efectivamente generados por sistemas de energía geotérmica, mareomotriz, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás a instalarse que vuelquen su energía en los mercados mayoristas o estén destinados a la prestación de servicios públicos. Por otro lado, queda excluido del pago del impuesto de Ganancia Mínima Presunta durante los primeros 3 años de funcionamiento del proyecto.

Para el proyecto será de aplicación el tratamiento dispensado por la Ley Nacional 25.924.

9.2.2 Promoción de inversiones en bienes de capital y obras de infraestructura (Ley Nacional 25.924).

Esta ley otorga los beneficios de:

- ✓ Devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado (IVA): El impuesto al valor agregado que por la compra, fabricación, elaboración o importación definitiva de bienes de capital o la realización de obras de infraestructura les hubiera sido facturado a los responsables del gravamen les será acreditado contra otros impuestos a cargo de la Administración Federal de Ingresos Públicos, entidad autárquica en el ámbito del Ministerio de Economía y Producción o, en su defecto, les será devuelto.

- ✓ Amortización Acelerada: Los sujetos que resulten alcanzados por el presente régimen podrán optar por practicar las respectivas amortizaciones a partir del período fiscal de habilitación del bien, de acuerdo a las normas previstas por la ley de impuesto a las ganancias o conforme al régimen que se establece en la ley. Permite amortizar la inversión en 3, 4 o 5 años.

9.3 Cuadro de Resultados

A continuación se puede ver la tabla del cuadro de resultados. Los distintos rubros se encuentran descriptos a los largo del capítulo. Incluye la liquidación de la compañía al año diez, al igual que el flujo de fondos y el balance que se encuentran más adelante.

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
INGRESOS										
E. Eléctrica Vend. (Mwh)	7.728	7.728	7.728	7.728	7.728	7.728	7.728	7.728	7.728	7.728
Precio de la E. Eléc. (u$s)	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
Venta de Energía Eléc.(Mu$s)	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850
Carbón Vend. (Tn)	1.512	1.512	1.512	1.512	1.512	1.512	1.512	1.512	1.512	1.512
Precio Carbón (u$s)	70	75	79	84	89	94	100	105	110	116
Venta de Carbon (Mu$s)	106	113	120	127	135	143	151	159	167	175
Subsidio Ley Nac. 26.190 (Mu$s)	26	23	22	20	19	19	18	18	17	17
Total Ingresos Operativos	**982**	**986**	**992**	**997**	**1.005**	**1.011**	**1.018**	**1.026**	**1.034**	**1.042**
COSTOS										
Cant de MMPP (Tn)	13.440	13.440	13.440	13.440	13.440	13.440	13.440	13.440	13.440	13.440
Precio MMPP (u$s)	5,0	5,3	5,7	6,0	6,4	6,7	7,1	7,5	7,9	8,3
Costo MMPP (Mu$s)	67	72	76	81	86	91	96	101	106	111
Mantenimiento (Mu$s)	116	124	132	140	148	156	165	174	182	191
Mano de Obra (Mu$s)	89	96	103	111	119	127	135	143	152	161
Transporte Int. MMPP (Mu$s)	27	29	31	33	35	37	39	41	43	45
Transporte Ext. MMPP (Mu$s)	34	36	39	41	43	46	48	51	53	56
Gastos Indirectos (Mu$s)	8	8	9	10	10	11	11	12	13	13
Imprevistos (Mu$s)	12	12	13	14	15	16	16	17	18	19
Total Costos Operativos	**353**	**378**	**403**	**429**	**455**	**482**	**510**	**539**	**568**	**597**
EBITDA	**629**	**608**	**589**	**569**	**549**	**529**	**508**	**487**	**466**	**445**
Amortización (Mu$s)	(321)	(321)	(321)	(321)	(321)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)
Impuestos (Mu$s)	(133)	(25)	(25)	(25)	(25)	(25)	(25)	(26)	(26)	(26)
Intereses (Mu$s)	(152)	(115)	(79)	(52)	(25)	0	0	0	0	0
Valor Residual (Mu$s)										606
RESULTADO OPERATIVO	**23**	**148**	**164**	**171**	**179**	**494**	**473**	**452**	**430**	**1.015**

9.3.1 Cuadro de Resultados en Miles de u$s

9.3.1 Ingresos

El principal ingreso del proyecto es la venta de la energía generada. Como se dijo anteriormente, se optará por firmar contratos a precios fijos de la energía. Por tratarse de energía renovable y como fomento por parte del Estado Nacional, se tiene prioridad al entregarla a la red, por lo que CAMMESA, ENARSA, o algún agente privado del MEM, dependiendo de la licitación, se comprometen mediante PPA (Power Purchase Agreement) a comprar toda la energía generada de estas fuentes por determinado plazo de tiempo, generalmente 15 años. Actualmente toda la energía renovable comercializada proviene de proyectos adjudicados de la licitación GENREN I del año 2009. El valor de los PPA adjudicados en dicha licitación para energía eólica varió de u$s 120 a u$s 135, fue de aproximadamente u$s 300 para la generación térmica con biocombustibles, u$s 500 para la energía producida en plantes fotovoltaicas y u$s 110 para la energía proveniente de biomasa. Tomamos este último valor como referencia para evaluar el proyecto. Por otro lado, como se pudo ver en la proyección de precio que se realizó en el estudio de mercado, este valor sería un valor medio para el precio de la energía en los próximos 10 años.

El principal residuo del proceso es el carbón, el cual está compuesto en un 90% por carbón activado, por lo que es totalmente aprovechable. Para su venta se consideró que es briquetizado. Este proceso tiene un costo aproximado de 3 u$s/tn y el producto obtenido tiene un valor de mercado de 75 u$s/tn. Como se tercerizará el proceso de briquetizado y la venta del producto resultante, se consideró un ingreso de 70 u$s/tn en el cuadro de resultado en el primer año. Luego, se verá afectado por la proyección de la inflación en u$s descripta más adelante.

Además, se consideró el subsidio debido a la Ley Nacional 26.190 mencionado anteriormente. Dado que el subsidio es en pesos, fue ajustado por la proyección del tipo de cambio. No se tuvo en cuenta la venta de bonos de carbono, ya que actualmente no se otorgan a nuevos proyectos.

Por último, se tuvo en cuenta como valor residual del proyecto el flujo de fondos del año siguiente a la liquidación del proyecto, dividido la tasa de descuento. A dicho valor se le restó una perpetuidad de reinversión de u$s 1 millón cada diez años, capital necesario para renovar el equipamiento y que la planta pueda seguir funcionando. En el caso de que este valor sea menor a cero (simulación de escenarios y Montecarlo), se opta por no reinvertir y se pone el valor residual de la obra civil y el terreno.

9.3.2 Costos operativos

Los principales costos operativos del proyecto son la materia prima, el transporte, el mantenimiento, la mano de obra y los gastos indirectos. Todos estos rubros fueron afectados por la proyección de inflación en dólares. Los que son en pesos, fueron transformados previamente a dólares en el año uno.

9.3.2.1 Materia Prima

Si bien actualmente la materia prima es un desperdicio para las empresas y su desecho les significa un problema, se tuvo en cuenta que cuando el proyecto esté en funcionamiento se deberá comprar esa materia prima. Se le asignó un precio de 5 u$s/tn. Por medio de contratos de largo plazo, se buscará mantener este valor constante. Si bien este punto será difícil debido principalmente a la informalidad del sector, se cree que el precio no se verá alterado ya que el consumo de la planta es pequeño en relación a la disponibilidad.

9.3.2.2 Transporte

El servicio de transporte se va a tercerizar a alguna empresa de la zona. Los valores a utilizar son de 11 $/km para el costo y para calcular el ahorro de emisiones de CO_2 un factor de emisión de 2,6 kg CO_2/l de gasoil (tabla 7.5.1) y un consumo promedio de 0,30 l/km.

En el caso de Concepción, asumimos que la distancia promedio a ser recorrida por los camiones será de 15 km, que equivale a la mitad de la distancia entre Concepción y Santa Rosa. Con la creación del parque industrial, dicha distancia se reduciría a cerca de 2 km. De manera ilustrativa se mostrará las dos opciones en la siguiente tabla, pero solo se tendrá en cuenta para el análisis económico la situación actual:

Distancia a planta (km)	N° de viajes/año	Km recorrida/año (km)	Costo ($/año)	Consumo de Gasoil (l)	Emisiones CO2 (Tn/año)
2	1170	2.340	$ 25.700	702	1,83
15	1170	17.550	$ 193.000	5.270	13,70

Tabla 9.3.2.2.1 Emisión de CO_2 del transporte externo

A este costo, se le agrega el del movimiento de la materia prima dentro de la planta, para el cual se dijo que se utilizaría una pala cargadora frontal. Se consideró un precio de combustible de 0,97 u$s/l.

El uso de la pala se consideró en horas por lo que se obtiene la siguiente tabla:

Horas de Uso por día	Horas al Año	Consumo de Gasoil (l/h)	Consumo de Gasoil (l)	Costo ($/año)	Emisiones CO2 (Tn/año)
4	1400	20	28.000	u$s 27.160	72,8

Tabla 9.3.2.2.2 Emisión de CO_2 del transporte interno

9.3.2.3 Mano de obra

Para la operación cotidiana de la organización se contará con tres operarios trabajando en turnos rotativos de lunes a viernes para los que se calculó un sueldo bruto de $ 3.750 mensuales. Dado que el turno noche está estipulado en 7 horas, la hora faltante se compensará por medio de un plus por jornada nocturna proporcional al doble del sueldo. Además, habrán dos operarios en turnos de 12 horas los fines de semana que tendrán un sueldo equivalente al de los restantes operarios. También habrá un técnico de lunes a viernes, el cual tendrá un salario bruto de $ 4.800. En todos los casos se consideró el pago de 13 meses debido al aguinaldo.

Se tomaron contribuciones patronales del 26 %, incluidos los gastos de ART. A continuación se puede ver una tabla con el cálculo de los haberes:

Mano de Obra				
Puesto	**Descripción**	**Cantidad**	**Sueldo Anual**	**Total Anual**
Operarios				
	Salario	5	$ 48.750	$ 243.750
	Plus por jornada nocturna	3	$ 4.290	$ 12.870
	Subtotal	*7*	*$ 29.696*	*$ 256.620*
Técnico				
	Salario	1	$ 62.400	$ 62.400
	Subtotal	*1*	*$ 62.400*	*$ 62.400*
	Total Salarios	**8**	**$ 92.096**	**$ 319.020**
	Contribuciones Patronales	*26%*		*$ 82.945*
	Total Salarios + Contrib. Patronales			**$ 401.965**

Tabla 9.3.2.3.1 Calculo del Costo Anual de Mano de Obra del primer año en funcionamiento.

Además de la inflación en dólares, se consideró un aumento del 1 % anual por antigüedad.

9.3.2.4 Mantenimiento

El mantenimiento incluye todos los repuestos necesarios para la normal operación de la empresa, ya sea desde las partes que se desgastan en los motogeneradores como la renovación de filtros para el tratamiento del agua, entre otros. Se toma como dato la media provista por varias empresas generadoras con biomasa de 15 U$S/MWhe para toda la planta.

9.3.2.5 Gastos indirectos

Dentro del rubro gastos indirectos se contabilizaron gastos de administración y de comercialización, que serán afectados por la inflación estipulada en dólares. A continuación se puede ver una tabla con la descripción de los rubros tenidos en cuenta:

Rubro	Descripción
Escritorio / Útiles	Gastos de librería para oficina, mantenimiento de PC, mantenimiento mobiliario oficina.
Honorarios contador	Servicio tercerizado. Pago mensual.
Ferretería	Herramientas varias y repuestos para mantenimiento (ej. Focos).
Seguros	Del predio en su totalidad.
Comercialización	Firma de contratos con CAMMESA, venta del carbón.
Banco	Mantenimiento de cuentas y gastos de operaciones diarias. No incluye impuesto al cheque.
Celulares	Incluye uno para que permanezca en la planta y otro para el técnico.

9.3.2.5.1 Descripción de gastos indirectos.

9.3.2.6 Imprevistos

Se consideró un monto igual al 10% de los gastos de mantenimiento como imprevistos operativos.

9.3.3 Amortizaciones y gastos generales

9.3.3.1 Amortizaciones

Las amortizaciones incluyen la obra civil, la maquinaria y cargos diferidos. Este último considera gastos de consultoría para el diseño y de puesta en marcha de la planta.

La Ley N° 25.924 permite la amortización acelerada de bienes. En la categoría que ingresaría el proyecto, los tiempos de amortización son los siguientes.

Bienes de uso	Años Amortización
Bienes muebles	5
Bienes inmuebles	21

Tabla 9.3.3.1.1 Período de amortización según rubro

Si bien la maquinaria podría funcionar más años y tiene un valor de venta al final del tiempo estipulado, en todos los casos se tomó valor residual de libro cero.

9.3.3.2 Impuestos

Se consideraron los pagos de Ingresos brutos, impuesto de sello, impuesto a los bienes de uso importados e impuesto de créditos y débitos, conocido como impuesto al cheque. Los valores son 1,5%, 1%, 2% (por ser bienes no fabricados en el país) y 0,6%, respectivamente.

El impuesto de sello se calculó sobre el total del contrato firmado con CAMMESA por el lapso de 10 años.

9.3.3.3 Intereses

Corresponden a los intereses pagados por el préstamo de capital para la inversión inicial.

9.4 Flujo de fondos

Para calcular los flujos de fondos se utilizó el enfoque ascendente. Se suman las amortizaciones como ingresos dado que han sido restados en el resultado neto. Así se obtienen los flujos del inversor, teniendo en cuenta el efecto de la financiación, que luego son utilizados para calcular el VAN y la TIR del proyecto.

El rubro pago préstamo representa la parte de devolución de capital de la cuota y no el total. Los flujos negativos en los egresos (representados entre paréntesis) son en realidad ingresos pero se los dejó en ese lugar por tratarse del mismo ítem.

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
EGRESOS											
Inversión	1.789										
Crédito Fiscal IVA	87										
Pago Préstamo		202	191	176	172	165					
Δ Capital Trabajo	219	29	(2)	(1)	(1)	(1)	1	1	1	1	1
INGRESOS											
Resultado neto		15	96	107	111	116	321	307	294	280	660
Recupero Créd. Fiscal IVA		87									
Préstamo	1.140										
Amortizaciones		321	321	321	321	321	10	10	10	10	10
FCF to equity	**(955)**	**192**	**228**	**253**	**261**	**273**	**330**	**316**	**302**	**288**	**668**
FCF Acumulado	(955)	(763)	(536)	(283)	(22)	251	580	896	1.199	1.487	2.155

9.4.1 Flujo de Fondos en Miles de u$s

9.4.1 Tratamiento del IVA

El IVA se aplicó sobre todos los bienes de uso, con su adecuada tasa, de 10,5% para la maquinaria y 21% para el resto.

Para calcular el IVA sobre los costos operativos se tomó una alícuota del 21%. Dentro del mismo se encuentran gastos en servicios como telefonía que tienen una alícuota del 27%, pero la diferencia se consideró despreciable por el monto que representan. Sí se descontaron los gastos en mano de obra, que no están grabados por este impuesto.

9.4.2 Capital de trabajo

El capital de trabajo estará compuesto por el costo de tres semanas de materia prima y combustibles, créditos por ventas, deudas comerciales y por la disponibilidad de caja mínima. Este último ítem, a partir del año 1 se tomó como un mes de costos operativos, intereses e impuestos. Como caso especial, en el año 0 se tomó los 3 meses de créditos de ventas que CAMMESA demora en pagar y un mes de atraso en el cobro del subsidio como necesidad de caja mínima.

9.4.3 Financiación

Si bien en un principio se pensó en financiar el proyecto en dólares con una tasa del 10%, luego se decidió aprovechar el lanzamiento de los nuevos créditos para la inversión anunciados por el presidente del Banco Central de la República Argentina. Los mismos consisten en préstamos para financiar bienes de capital, a un plazo mayor a los tres años y una tasa del 15 % en pesos. En este caso, se tomó 5 años como el plazo del préstamo.

Dado el apalancamiento positivo del endeudamiento, se buscará la mayor financiación posible. Se aspira al 60% de los bienes de uso. Para modelarlo se utilizó el tipo alemán, con pago de amortizaciones constantes.

9.4.4 Inflación y tasa de devaluación

El procedimiento para simular la inflación fue transformar todos los rubros a dólares en el año uno y luego aplicarle la proyección de inflación en dólares, provista por la cátedra de Proyectos de Inversión del ITBA. A continuación puede verse la proyección de inflación utilizada.

2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
9,200	6,800	6,300	6,100	5,900	5,700	5,500	5,300	5,100	4,900

Tabla 9.4.4.1 Proyección de inflación en u$s utilizada.

Los rubros fijos en pesos se ajustaron con la proyección del tipo de cambio. Comprende los ingresos por Subsidio Ley Nac. 26.190 y el costo de la financiación en pesos.

Para hacer la proyección, se realizó un análisis de serie de tiempo. Se tuvo en cuenta la tendencia, la estacionalidad y el error. A continuación pueden verse los valores utilizados.

2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
4,50	5,06	5,36	5,83	5,96	6,21	6,53	6,62	6,71	6,92

Tabla 9.4.4.2 Proyección del tipo de cambio $/u$s utilizada.

9.5 Balance

A continuación se encuentra la tabla con el balance de la compañía para los diez años. Como se puede ver, no se contemplan retiros de capital ni distribución de utilidades.

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Activo Corriente											
Disponibilidades	-	192	419	672	933	1.206	1.535	1.851	2.154	2.442	3.110
Caja Mínima	215	43	42	42	42	42	45	47	49	52	54
Crédito por Vtas. (sin IVA)	-	215	214	214	214	214	214	214	214	214	214
Crédito Fiscal IVA	87	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bienes de Cambio	4	5	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Total Act. Corriente	**306**	**455**	**681**	**934**	**1.195**	**1.468**	**1.800**	**2.119**	**2.423**	**2.715**	**3.385**
Activo No Corriente											
Bienes de Uso - AA	1.774	1.456	1.138	821	503	185	175	165	155	145	135
Cargos Diferidos	15	12	9	6	3	-	-	-	-	-	-
Total Act. No Corriente	**1.789**	**1.468**	**1.147**	**827**	**506**	**185**	**175**	**165**	**155**	**145**	**135**
TOTAL ACTIVO	**2.095**	**1.923**	**1.829**	**1.760**	**1.701**	**1.653**	**1.975**	**2.284**	**2.578**	**2.860**	**3.520**
Pasivo Corriente											
Deudas Comerciales	-	16	17	18	19	20	21	23	24	25	26
Deudas Bancarias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras Deudas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Pasivo Corriente	**-**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**23**	**24**	**25**	**26**
Pasivo No Corriente											
Deudas Comerciales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deudas Bancarias	1.140	937	746	570	398	232	232	232	232	232	232
Previsiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras Deudas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total P No Corriente	**1.140**	**937**	**746**	**570**	**398**	**232**	**232**	**232**	**232**	**232**	**232**
TOTAL PASIVO	**1.140**	**953**	**763**	**588**	**417**	**253**	**254**	**255**	**256**	**258**	**259**
Patrimonio Neto											
Capital	955	955	955	955	955	955	955	955	955	955	955
Utilidad del Ejercicio	-	15	96	107	111	116	321	307	294	280	660
Utilidad Acum. Ej Ant	-	-	15	111	218	329	445	766	1.073	1.367	1.647
TOTAL PATRIMONIO NETO	**955**	**970**	**1.066**	**1.173**	**1.284**	**1.400**	**1.721**	**2.028**	**2.322**	**2.602**	**3.261**
TOTAL PASIVO + PN	**2.095**	**1.923**	**1.829**	**1.760**	**1.701**	**1.653**	**1.975**	**2.284**	**2.578**	**2.860**	**3.520**

Tabla 9.5.1 Balance en Miles de u$s

9.6 Indicadores

A continuación se presenta una tabla con los indicadores mencionados anteriormente.

Indicador	Valor
VAN del inversor (13% / Miles u$s)	575
TIR (%)	24,5
Índice de rentabilidad (VAN/Inversión)	1,60
Período de repago (años)	4

9.6.1 Indicadores Económicos

Desde el punto de vista del inversor, un VAN positivo indicaría que el proyecto es rentable. Sin embargo, este concepto no es suficiente como para decidir sobre el futuro de una inversión. Por lo que también se procedió a calcular la TIR del mismo. El valor obtenido es mayor a la TREMA como era esperado, pero además resultó ser un valor elevado, lo que indicaría que se trata de un buen proyecto desde el punto de vista económico.

10. ANALISIS DE RIESGO

En este capítulo se buscará identificar las variables con mayor impacto en el proyecto, medir su sensibilidad y analizar herramientas para acotarlo. También se tendrán en cuenta posibles cambios en el entorno.

10.1 Análisis de variables

A continuación se hará un breve análisis de las variables más influyentes y su impacto en el proyecto. Además, se incluirá un gráfico mostrando la variación del VAN y la TIR en función de cada una de ellas.

10.1.1 Precio de venta de la energía

El proyecto se evaluó con un precio de 110 u$s/MWh. Es posible que a la hora de firmar el PPA, el valor acordado sea otro. Dado que es sumamente influyente, por lo general es el primer paso que se da en este tipo de proyectos. Con precios por debajo de los 90 u$s/MWh, el VAN es negativo.

10.1.2 Precio de la materia prima

Quizás sea el parámetro con mayor incertidumbre, dado que actualmente no existe un mercado de residuos de aserradero/forestales en la región. Son muy pocos los que logran vender parte de ellos y lo hacen a valores muy bajos que no se podrían tomar como referencia. Por lo tanto, se tomó como referencia el precio pagado en mercados consolidados como por ejemplo, las plantas de aglomerado en Entre Ríos y Santa Fe.

10.2 Simulación de Montecarlo

Con el fin de conocer la variabilidad del proyecto frente a las principales variables se realizó una simulación de Montecarlo. Para ello, se utilizó la herramienta Crystal Ball de Oracle. A continuación, puede verse la distribución utilizada para las distintas variables.

- **Precio materia prima:** Como se explicó anteriormente, hoy hay gran disponibilidad y mínima demanda. Dado que no se cuentan con datos históricos de precios, se utilizará una distribución uniforme para simularlo con valores entre 2 y 20 u$s. El extremo superior es 2 veces lo que se paga actualmente en regiones con mercado más desarrollado.

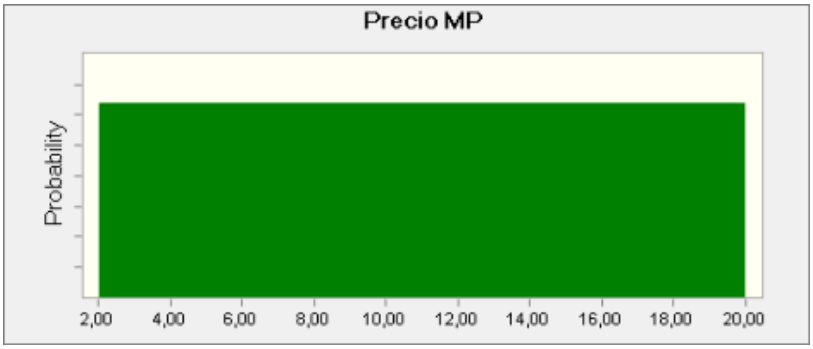


Figura 10.2.1 Distribución de probabilidad del precio de la materia prima.

- **Precio de la energía:** Si bien se piensa conseguir un precio fijo, en la simulación se utilizará una distribución triangular. Se tomaron como valores de referencia los de Uruguay, donde la tecnología se encuentra más desarrollada. Un valor inferior de 90 u$s/MWh, valor superior de 125 u$s/MWh y media de 110 u$s/MWh.

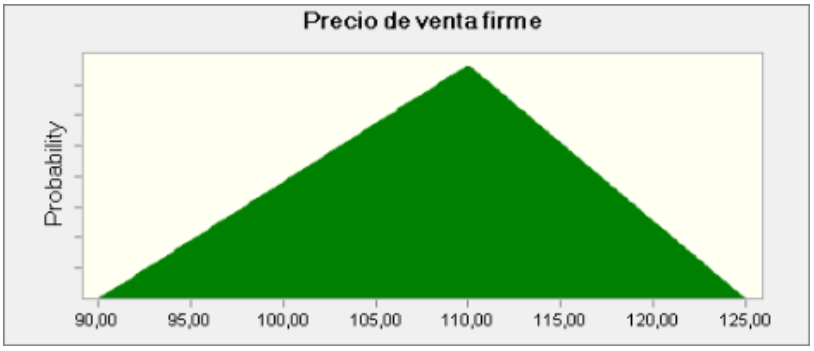


Figura 10.2.2 Distribución de probabilidad del precio de venta de la energía.

- **Retraso pago Cammesa:** Solo se conoce que actualmente la demora es de 3 meses. Por no tener información de otros escenarios, se utilizó una distribución personalizada con los siguientes parámetros:

Meses	Probabilidad (%)
1	5
2	15
3	50
4	15
5	10
12	5

Tabla 10.2.1) Distribución de probabilidad de los meses de retraso del pago de Cammesa.

- **Distancia transportada:** Aquí también se utilizó una distribución triangular, donde el mínimo de 2 km corresponde a disponer la materia prima dentro del parque industrial; la media de 15 km a la distancia que nuclea a las empresas de la ciudad y el máximo de 100 km al radio de la zona forestal noreste de Corrientes.

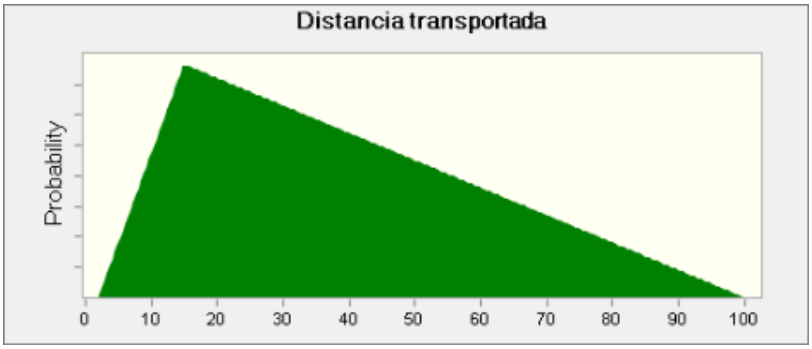


Figura 10.2.3 Distribución de probabilidad de la distancia transportada de la MP.

- **Tipo de cambio:** Se tomó una distribución triangular con media 4,5 (valor actual), mínimo de 4,3 y máximo de 4,7 para el año uno.

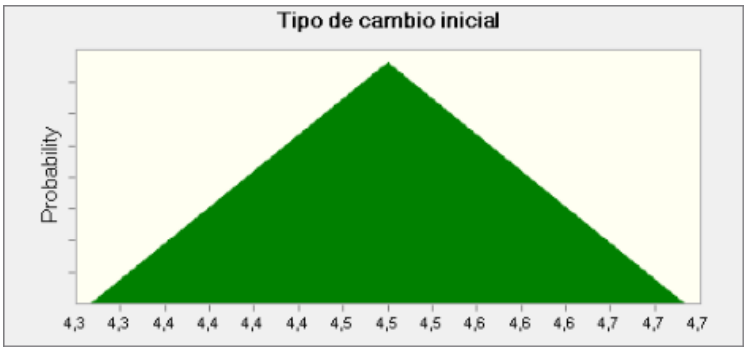


Figura 10.2.4 Distribución de probabilidad del tipo de cambio inicial.

A los años subsiguientes se le puso como límite inferior el valor obtenido el año previo, como media el 106% de dicho valor y como límite superior el 112%.

- **Días de paro imprevisto:** Representa paradas de planta no programadas. En este caso se utilizó una distribución de Poisson con λ=5 días/año como la que puede verse a continuación.

Figura 10.2.5 Distribución de probabilidad de los dias planta parada por imprevistos

La única variable monitoreada fue el VAN, ya que la TIR es inexistente en los casos en que los flujos de fondos acumulados no tienen cambio de signo. A continuación se puede ver un gráfico con la distribución obtenida para este indicador.

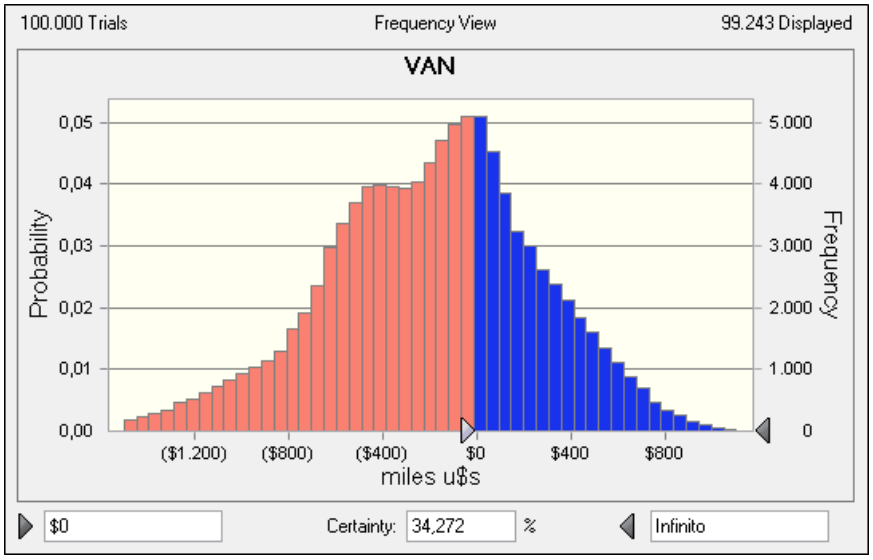


Figura 10.2.6 Distribución del VAN en función de las variables sin intervención.

Como puede verse, en este caso la probabilidad de obtener un VAN mayor a cero es cercana al 35%. El mínimo obtenido fue de –2,5 MM u$s, el máximo 1,3 MM u$s y la media –0,2 MM u$s.

La influencia de las distintas variables puede verse en el siguiente gráfico de tornado.

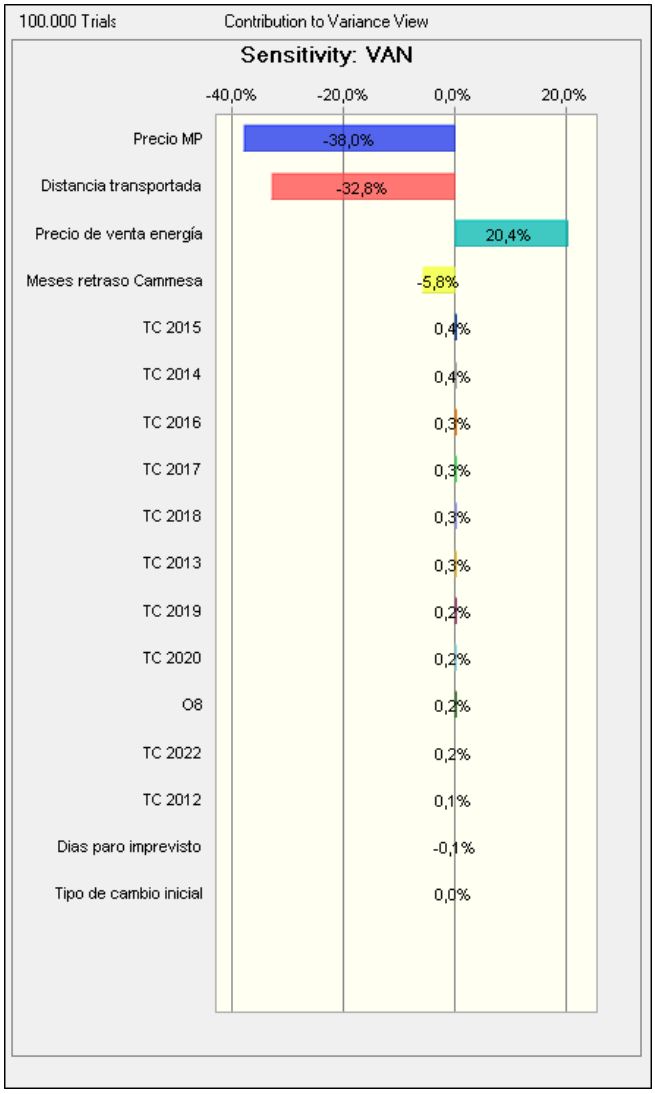


Figura 10.2.7 Gráfico de tornado con la influencia de las distintas variables en simulación de Montecarlo.

10.2.1 Estrategias de mitigación de riesgos

Como se vio en el análisis, las variables de mayor impacto son las relacionadas con la materia prima, precio y distancia, seguida por el precio de venta de la energía.

En primer lugar, para mitigar el efecto de la distancia trasportada de la materia prima es que se decidió realizar el proyecto en módulos. En cuanto a su precio, no lo consideramos un problema inmediato ya que por la abundancia y los beneficios al proveedor se tiene un elevado poder de negociación. Sin embargo, estas variables están relacionadas ya que buscar más proveedores

implicaría mayor costo de transporte, por lo que lo ideal sería realizar contratos de largo plazo con los ellos. Debido a la informalidad del mercado de residuos, no es posible aplicar estrategias de tipo call para prevenir cambios significativos en los valores de la materia prima.

Por otro lado, la otra variable de gran importancia es el precio de venta de la energía. Si bien las licitaciones de ENARSA o CAMMESA no contemplan precios variables, creemos que por la inestabilidad del país y de modo de fomentar la generación de fuentes renovables, estos entes deberán migrar a contratos atados a índices, de manera de poder asegurar una rentabilidad mínima al generador. Se propone en este caso a modo de ejemplo, un precio inicial similar al de las licitaciones actuales, y actualizado anualmente de acuerdo a la variación del precio monómico. Se tomó que el precio del contrato estaría afectado por la variación del precio monómico respecto del año anterior multiplicado por un coeficiente 0,5. Elegimos este valor, ya que consideremos que no debe estar afectado proporcionalmente, porque justamente uno de los beneficios de las energías renovables es la estabilidad en el precio de venta.

Los resultados encontrados utilizando la proyección del precio monómico de la serie de tiempo nos dan que se obtendría un precio aproximado en el año 10 de 140 u$s/MWh y la TIR del proyecto se incrementaría a 30,6%.

Se puede apreciar cómo contratos de este tipo darían mayores beneficios económicos y seguridad para el inversor.

11. CONCLUSIÓN

Como se pudo ver en el análisis del mercado eléctrico, el consumo está fuertemente ligado a la situación económica. La correlación entre PBI y energía consumida es de 0,97 con datos de los últimos diez años. Este período se caracterizó por una fuerte suba de estas variables. El aumento de la demanda energética se cubrió en parte por la elevación de la cota hídrica de Yaciretá y otra parte con mayor producción térmica. La matriz energética pasó de estar compuesta en un 46% por fuentes térmicas en 2002 a un 61% en 2011. Como resultado, se pusieron en funcionamiento centrales poco eficientes y se incorporaron motogeneradores (DO/GN), que produjeron un aumento del precio monómico medio de la energía.

Por otro lado, el gas utilizado en las centrales se volvió escaso y tuvo que reemplazarse con fueloil, gasoil y carbón, que son más caros y perjudiciales para el medioambiente. La producción nacional dejó de ser exportadora para convertirse en importadora. Esta combinación llevó a que el precio del monómico pasara de u$s 9 en 2002 a u$s 77 en 2011.

En este contexto se analizó desde el punto de vista del inversor la instalación de un módulo generador en base a biomasa de 1 MW de potencia. Se eligieron los desechos de la industria forestal como materia prima, recurso desaprovechado en el país. Su eliminación hoy se lleva a cabo con quemas a cielo abierto o en rellenos sanitarios. Solo una pequeña parte es absorbida por fábricas de aglomerado, producción de pellets y otros usos menores que competirían por la materia prima con el proyecto.

La tecnología seleccionada fue la de gasificación para uso en motores de combustión interna. Su rendimiento es de 30-32% superando a las calderas-turbinas con eficiencias del orden de 22-25%. Con un consumo de 1,6 Tn/Mwh, el proyecto insumiría 13.440 Tn/año de residuos para generar 8.400 Mwh. Es factible instalarla en muchos lugares del litoral, que concentra el 85% del área forestada. A modo de ejemplo se analizó la localidad de Concepción, Corrientes.

Los resultados económicos fueron muy positivos. Se tomó como precio de análisis 110 u$s/Mwh, valores del GENREN I y de los más bajos para energías renovables. Con una tasa de descuento del 13% para el flujo de fondos del inversor, calculada por el método CAPM, se obtuvo un VAN de u$s 575.000 y una TIR del 24,5%. Implica una inversión inicial total de u$s 2,1 millones, de los cuales se piensa financiar el 60%.

Las variables de mayor impacto son el precio de venta de la energía, la distancia transportada y el costo de la materia prima. El primero es estable ya que lo usual es manejarse con contratos a quince años a precio fijo en dólares. No ocurre lo mismo con los proveedores de materia prima, que es un mercado más informal y fluctuante por lo que aloja el mayor riesgo.

El impacto medioambiental se midió por medio de las emisiones de CO_2 que se dejarían de emitir con el proyecto en funcionamiento y se obtuvo un resultado de 4.700 Tn/año aproximadamente.

Se ve como una gran ventaja del proyecto el poder reproducirlo en otras localidades. Además, para un desarrollo futuro, se podría analizar llevarlo a cabo con otra materia prima, como ser cáscara de arroz, desechos de algodón o rastrojos. En cuanto a la tecnología, al no requerir de mano de obra especializada y ser viable plantas de pequeña escala, puede ser una solución para pueblos desconectados de la red o explotaciones productivas en lugares inhóspitos.

BIBLIOGRAFÍA

- Datos de CAMMESA (http://www.cammesa.com)
  - Informes Mensuales de CAMMESA
  - Documentos de Transacciones Económicas del MEM
  - Partes y Controles Post Operativos
- Datos de ENARGAS (http://www.enargas.gov.ar)
  - Datos Operativos
  - Partes Diarios de Distribución y Transporte
- Datos de la Secretaría de Energía (http://energia3.mecon.gov.ar/home/)
- Datos de Ankur Scientific (http://www.ankurscientific.com/)
- Datos de Guascor (http://www.guascor.com/)
- Datos de Helvética (http://www.helveticaweb.com.ar/)
- Caurium (http://www.caurium.com/)
- Carrier (http://www.carrier.com/Carrier+Corporate+Sites/Corporate)
- “Biomass gasification an pyrolysis: practical design and theory”, Prabir Basu, 2010. Ed. Elsevier.
- “Inventario forestal de la provincia de Corrientes: metodología, trabajo de campo y resultados”, Ing. Ftal. Mario Héctor Elizondo y otros, Consejo Federal de Inversiones, enero 2009.

- Ley Nacional 25.924, “Promoción de inversiones en bienes de capital y obras de infraestructura”, Honorable Congreso de la Nación Argentina, Argentina

http://www.infoleg.gov.ar/infolegInternet/anexos/95000-99999/98271/norma.htm

- Sistema de Información Estadístico para Petróleo y Gas (SIPG) del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG): Módulos UP y DOWN.

- “Tarifa social en el sector energético”, Fernando Navajas, revista Proyecto Energético 85, marzo 2009, Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi”. Disponible online a través de

http://sitio.iae.org.ar/minisites/proyectoe/revistas/revista85.pdf

- Ley 26.190, “Regimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía”, Honorable Congreso de la Nación Argentina, Argentina. Disponible a través de

http://www.infoleg.gov.ar/infolegInternet/anexos/120000124999/123565/norma.htm

- Decreto 562/2009, Poder Ejecutivo Nacional, Argentina. Disponible a través de

http://www.infoleg.gov.ar/infolegInternet/anexos/15000054999/153580/norma.htm

- Contenidos Didácticos de la Secretaría de Energía, disponible online a través de

http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/contenidos_didacticos/EnergiasRenovables.pdf

ANEXO I

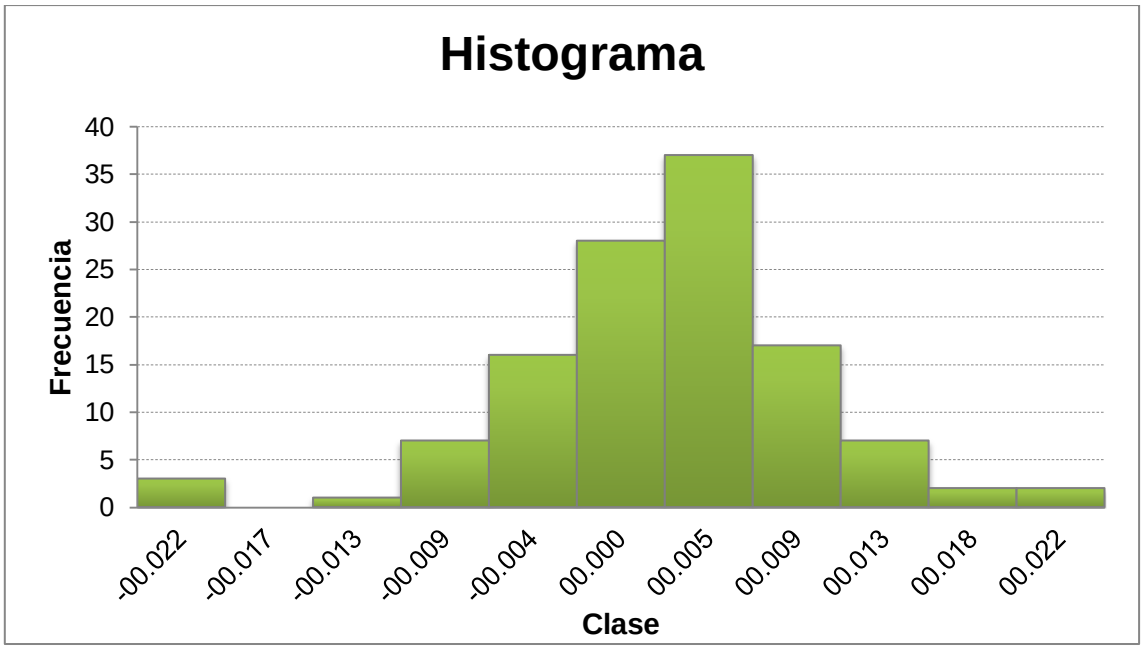
Cálculo de la serie de Tiempo

Se calculó el cociente entre el precio nominal y el precio obtenido en la serie de tiempo para luego calcular la estacionalidad de cada mes. Debido a que los valores de la proyección del 2002 varían mucho con el real, no se consideraron en el análisis.

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Prom. (s/2002)
Enero	-14,0	1,38	0,85	0,85	0,81	0,75	1,00	0,74	0,67	0,86	0,88
Febrero	302,8	1,36	0,82	0,82	0,83	0,79	0,96	0,82	0,70	0,85	0,88
Marzo	16,15	1,32	0,96	0,83	0,84	0,75	1,02	0,74	0,88	0,90	0,92
Abril	6,32	1,32	0,97	0,89	0,88	0,79	1,11	0,71	0,91	0,93	0,94
Mayo	4,51	1,38	1,24	0,89	1,02	0,98	1,40	0,70	1,08	1,49	1,13
Junio	4,44	1,78	1,49	1,03	1,20	1,23	1,54	0,80	1,52	1,72	1,37
Julio	3,64	1,60	1,30	1,07	1,05	1,45	1,14	1,27	1,49	1,71	1,34
Agosto	2,36	1,68	1,15	1,07	1,03	1,31	1,14	1,15	1,37	1,47	1,26
Septiembre	1,88	1,23	0,96	0,96	0,83	0,99	1,18	0,84	1,20	0,96	1,02
Octubre	1,49	1,06	0,79	0,70	0,80	0,70	0,80	0,87	0,88	0,71	0,81
Noviembre	1,50	0,92	0,80	0,86	0,77	0,70	0,91	0,77	0,80	0,75	0,81
Diciembre	1,28	0,86	0,84	0,72	0,80	0,82	0,90	0,91	0,82	1,00	0,85

Tabla 2.4.1 Cocientes entre proyección y precio real.

Posteriormente, se calcula la serie de tiempo teniendo en cuenta la estacionalidad. De la diferencia de la proyección respecto de la muestra original se calculo el error (ruido).



A partir del histograma, se puede asumir que el error se comporta de manera normal, es por esto que se decidió generar una muestra artificial como una distribución normal con media igual a 0 (se forzó el -0,06 de promedio) y desvió estándar 7,58.

El alto valor del desvió del ruido es razonable considerando los grandes saltos del precio de la energía en los últimos años. La proyección obtenida a partir del estudio de serie de tiempo nos da una aproximación importante para al menos los primeros años.