

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL LITORAL

FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS

CARRERA BINACIONAL:

MAESTRÍA EN ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS

Tema Análisis de Factibilidad de la Instalación de una Central Eléctrica de Biomasa Seca en Ubajay, Entre Ríos.

Alumno: Lic. MANUEL AGUSTIN MORENO MARCHESE

Director/a: Cr. Rogelio Villanueva

Codirector/a: Dr. Christian Armbruster

Santa Fe, noviembre de 2.023

Tabla de contenido

Introducción,	5
1 Problema, Hipótesis y Objetivos	5
1.1 Introducción	5
1.2 Planteamiento del Problema	6
1.3 Hipótesis de trabajo	7
1.4 Objetivo de la Investigación	8
1.4.1 Objetivo general	8
1.4.2 Objetivos Específicos	8
1.5 Justificación	10
1.6 Metodología.	10
2 Marco Conceptual	12
2.1 Las Opciones Reales y la Evaluación de Inversiones	12
2.1.1 Definición de Opciones Reales	13
2.2 Métodos de Valoración de Opciones	15
2.2.1 Modelo Black-Scholes	15
2.2.2 Enfoque Binomial	16
2.2.3 Simulación Monte Carlo	16
2.2.4 Elección del Modelo Binomial para el trabajo.....	17
2.2.5 Opciones Financieras como Base de las Opciones Reales.....	17
2.2.6 Modelo binomial para un sólo período	19
2.3 Antecedentes y evidencia de la aplicación de Opciones Reales en proyectos de inversión en Energía Renovable.	22
2.4 El valor fundamental de un activo mediante el descuento de Retornos Futuros	23
2.5 Los Condicionantes de la Decisión de Capacidad	24
2.6 Tasa Libre de Riesgo, CAPM y Costo de Capital	26
2.6.1 Tasa Libre de Riesgo	27
2.6.2 Costo de Capital	28
2.6.3 Capital Asset Pricing Model (CAPM).....	29

2.7	Indicadores de Rentabilidad Utilizables	30
2.7.1	La Tasa Interna de Retorno (TIR)	31
2.7.2	El Valor Actual o Valor Presente (VP)	31
2.7.3	El Valor Actual Neto (VAN) o Valor Presente Neto (VPN)	32
3	Análisis y Resultados	34
3.1	Marco Legal Aplicable en Argentina y Entre Ríos	34
3.1.1	Agentes Generadores	36
3.1.2	Agentes Transportistas	38
3.1.3	Agentes Distribuidores	38
3.1.4	Grandes Usuarios	38
3.1.5	Introducción de las energías de fuentes renovables al marco regulatorio	39
3.1.6	El programa MiniRen Renovar Ronda 3	40
3.2	Disponibilidad de Materia Prima, Precio, Capacidad de la Planta	43
3.2.1	Potencial productivo	45
3.2.2	Abastecimiento de la Materia Prima: Biomasa	46
3.3	Proceso técnico, inversión requerida y costos de operación	54
3.3.1	Módulos necesarios	55
3.3.2	Integración con las redes actuales de electricidad	55
3.3.3	Consumos de biomasa	55
3.3.4	Capacidades de producción de vapor y electricidad	55
3.3.5	Decisiones de Estructura e Inversiones en Activo Fijo, CAPEX - Inversión Inicial	56
3.3.6	Costos de Operación y Mantenimiento	59
3.3.7	Estructuración de abastecimiento de materia prima y proveedores	59
3.3.8	Contratos de abastecimiento de materia prima	59
3.3.9	Beneficios impositivos para el escenario MiniRen	60
3.4	Costo de Capital	60
3.5	Retornos, valores futuros posibles	61
3.5.1	Evaluación respecto al Mercado a Término de Energías Renovables (MATER)	61
3.5.2	Evaluación respecto a la presentación a la subasta de precios de Energía Renovable MinRen	0
3.5.3	Cálculo del Precio y la Probabilidad de Ganar la Licitación	2
3.5.4	Cálculo del FF, VAN y TIR con el precio del escenario del MiniRen	9

3.6 Cálculo del Valor Teórico del a Opción Real	11
4 Comparación del Gasto Total para la Presentación en MiniRen Contra el Precio Calculado de la Opción Real	16
4.1 Gasto para Licitarse y Valor de la Opción	16
4.1.1 El precio del Pliego de Bases y Condiciones	16
4.1.2 Garantía de Mantenimiento de Oferta	16
4.1.3 Cálculo total del gasto para la presentación de la oferta.....	17
5 Conclusiones	19
Índice de Tablas.....	22
Bibliografía.....	23

1 Introducción, Problema, Hipótesis y Objetivos

1.1 Introducción

El presente trabajo aborda la generación de energía renovable en la provincia de Entre Ríos, en el contexto del impulso promovido por el estado nacional a partir del año 2017. Este fomento ha elevado la sustentabilidad a una prioridad destacada al momento de convertir iniciativas en proyectos de inversión concretos. Asimismo, el contexto de la producción de energía amigable con el medio ambiente no solo responde a preocupaciones medioambientales y de sustentabilidad, sino que también se ha vuelto atractivo desde una perspectiva económica para los inversores de la industria.

La base de la energía renovable reside en la energía potencial presente en recursos naturales que se pueden renovar ilimitadamente, evitando así los combustibles fósiles y la consiguiente contaminación ambiental. Ejemplos de estos recursos incluyen el viento, el sol, las corrientes de agua y la biomasa, entre otros. Cada tipo de fuente renovable alcanza su máximo potencial productivo en diferentes ubicaciones geográficas, dependiendo de las características climáticas, topográficas y de la actividad económica local.

En este trabajo, se analiza la viabilidad de un proyecto de generación renovable en el territorio de Entre Ríos, caracterizado por su franja de producción forestal en la costa este, a orillas del río Uruguay. Destaca especialmente el potencial de energía biomásica, que sobresale sobre la disponibilidad y eficiencia de otros recursos renovables. El proyecto abordará aspectos legales y regulatorios, así como detalles técnicos relacionados con la composición del capital de inversión, el desarrollo operativo del negocio y los flujos de fondos futuros. Estos análisis permitirán calcular indicadores y el valor teórico de la opción real del proyecto, ofreciendo conclusiones sobre su factibilidad.

1.2 Planteamiento del Problema

Para la generación de energía existe un contexto particular, que aplica desde el año 2016, a partir de la sanción de la ley nacional 27.191, que fomenta la generación y consumo de energía a partir de fuentes renovables. La misma instrumenta rondas de subastas llamadas RENOVAR, donde la nación licita contratos a término para la compra de energía, estos contratos en la industria son llamados PPA por sus siglas en inglés: *power purchase agreement*.

Una planta generadora de energía eléctrica de fuentes renovables, en el caso de resultar seleccionada en alguna de estas licitaciones, se verá beneficiada con un contrato de provisión de energía a 20 años con precio en dólares, lo cual puede resultar altamente rentable si se obtiene un precio competitivo para a ofrecer en la licitación.

Ante la oportunidad presentada, emerge la propuesta de explorar la instalación de una planta generadora de energía en la ciudad de Ubajay, aprovechando la biomasa seca como fuente, con el objetivo de participar en el programa RENOVAR. Es relevante subrayar que, conforme a la ley 27.191, la generación de energía eléctrica derivada de biomasa es categorizada como una fuente renovable. Esta propuesta se torna particularmente atractiva considerando que la principal actividad económica de la región es la explotación forestal y la industria de aserraderos. En este sentido, los residuos madereros, que en la actualidad se desaprovechan en gran medida, podrían ser reutilizados como combustible para alimentar una turbina de generación eléctrica. Vale la pena destacar que, debido a la escasez de ofertas de energía originada de fuentes renovables, en contraposición con la alta demanda nacional de energía, los riesgos asociados a la venta de energía son prácticamente inexistentes. En otras palabras, este tipo de contrato asegura el despacho o, en efecto, la venta de la totalidad de la energía producida, resaltando aún más la viabilidad y el potencial de esta iniciativa.

La construcción de la mencionada planta y una eventual adjudicación en la licitación, con un precio adecuadamente establecido, abriría las puertas a un negocio altamente atractivo, gracias al contrato al que se podría acceder. Sin embargo, existe el riesgo inherente de no ser el adjudicatario en la licitación, lo que relegaría la operación a un mercado a término de energía renovable denominado MATER. En dicho mercado, los márgenes de ganancia son considerablemente más restringidos debido a su naturaleza de libre competencia, y, además, carece de los incentivos impositivos y financieros que el programa RENOVAR sí proporciona. Esto eleva la probabilidad de que el negocio no alcance la rentabilidad deseada. A pesar del

riesgo de no prevalecer en la licitación, esto no debería desalentar la intención de participar en ella. Una ventaja significativa es que no es mandatorio construir la planta previo a la licitación, ya que los términos del contrato permiten aplazar la inversión hasta conocer el resultado de la misma, procediendo con la inversión solamente en caso de resultar ganador.

En un escenario ideal donde la licitación no conlleve costos asociados, posponer la construcción de la planta hasta obtener el resultado de la licitación sería una estrategia claramente ventajosa. Sin embargo, la realidad plantea que la participación en la licitación requiere una inversión considerable, lo que conduce a la interrogante crucial: ¿resulta conveniente asumir estos gastos y embarcarse en la licitación? El objetivo principal de este trabajo es proporcionar una respuesta a esta pregunta, sustentada en un análisis financiero sólido y riguroso. Este enfoque no solo busca dilucidar la viabilidad de participar en la licitación, sino que también aspira a establecer un marco de referencia que permita tomar decisiones informadas y estratégicas en el camino hacia la potencial materialización de un proyecto de generación de energía renovable en la ciudad de Ubajay.

1.3 Hipótesis de trabajo

Responder a la interrogante planteada anteriormente se vincula intrínsecamente con la evaluación de la razonabilidad de los gastos necesarios para participar en la licitación, en contraste con la magnitud de las ganancias potenciales en juego, ya sea que se gane o no la licitación. La ganancia potencial se halla estrechamente relacionada con la cantidad de MW² de potencia que se propongan en la licitación. Esta cantidad, a su vez, está conectada con la capacidad de la planta generadora que se pretende construir, la cual se determina por la disponibilidad de materia prima en la región a precios competitivos. Adicionalmente, el ser seleccionado en la licitación puede estar influenciado por el precio de venta propuesto por MWh³ en dólares estadounidenses. Tal precio puede ser estimado al contrastar el precio deseado para

² MW: Watt: es la unidad de potencia que se utiliza para dimensionar el volumen o tamaño de una planta de generación. La M corresponde a la notación científica Mega que significa multiplicar por 1 millón.

³ MWh: es la unidad de medida de energía. La cantidad disponible de potencia a lo largo de un período de tiempo permite medir la energía. Ejemplo: un ventilador requiere de 200 watts (W) de potencia para funcionar, si el mismo se prende durante 1 hora, habrá consumido energía por 200 Wh.

alcanzar una rentabilidad adecuada con los precios observados en licitaciones previas. Esta evaluación, en conjunto con un análisis financiero minucioso, facilitará la comprensión de las implicancias económicas y las perspectivas de éxito asociadas a la participación en la licitación, proporcionando así un fundamento sólido para la toma de decisiones en el marco del proyecto propuesto.

Atendiendo a las mencionadas particularidades del problema planteado, la hipótesis que se formula es la siguiente: *la teoría de las opciones reales puede emplearse para evaluar la conveniencia de los gastos asociados a participar en dichas licitaciones. Esta evaluación considera las potenciales ganancias, basadas en la capacidad de la planta generadora que la disponibilidad de materia prima posibilita, y las posibilidades de éxito en la licitación, influenciadas por la competitividad del precio ofrecido en relación a los precios de licitaciones anteriores.*

1.4 Objetivo de la Investigación

1.4.1 Objetivo general

El **objetivo general** de la investigación será el de utilizar la teoría de las opciones reales para determinar la conveniencia de participar en una licitación RENOVAR. Lo que se asume al plantearlo, es que el precio que debe pagarse para tener la **opción** de: *invertir sólo si se gana la licitación*, es igual a los gastos que deben pagarse para tener derecho a licitar. Por otra parte, para poder valorar dicha opción y así cumplir el objetivo planteado, también se asume que: 1) los valores futuros de la empresa que se estudia crear, para ambas alternativas de ventas (RENOVAR y MATER), vienen dados por los resultados que arrojen los análisis de *viabilidad económica de instalar una central eléctrica de biomasa seca en Ubajay, en ambas alternativas de ventas (RENOVAR o MATER), dada la disponibilidad de materia prima en la región*; 2) la probabilidad de ganar la licitación, que representa la *probabilidad de que la opción sea ejercida* porque se accede a la opción de empresa más rentable y más valorada, viene determinada por la razonabilidad del precio licitado, cuando se lo compara con los precios observados en las licitaciones anteriores.

1.4.2 Objetivos Específicos

Para poder cumplir con el citado objetivo general y disponer de los datos que se requieren para realizar la valoración propuesta, se plantea cumplir con los siguientes **objetivos específicos**:

- 1) Precisar el marco legal aplicable al análisis que se pretende realizar, para conocer:

- a. Los principales actores autorizados a operar en los mercados de producción, distribución y venta de energía.
 - b. Los beneficios impositivos de participar en el sector ofreciendo energía generada de fuentes renovables, tanto si se participa en las licitaciones RENOVAR como si no se participa.
 - c. Las restricciones que enfrentan los actores del mercado, sobre todo quienes se dedican a la producción, si deciden ofrecer energía generada a partir de fuentes renovables.
- 2) Estudiar la potencial disponibilidad de materias primas en la región donde se localizará la planta generadora, a fin de poder determinar:
 - a. La capacidad de producción de la planta que se proyecte construir, la cual determinará la cantidad de MW a ofrecer en la licitación.
 - b. Precios que pagar por la materia prima. Es decir, los residuos de la madera que actualmente son desaprovechados y se utilizarán como combustible.
 - 3) Determinar la inversión requerida para construir la planta generadora, dada la capacidad determinada en función de la disponibilidad de la materia prima, luego de investigar el proceso técnico a utilizar.
 - 4) Determinar los costos de operación requeridos, dado el proceso técnico seleccionado y los costos pronosticados de la materia prima.
 - 5) Estimar el precio a ofrecer en la licitación, a partir de los precios observados en las licitaciones anteriores, buscando maximizar la probabilidad de ser seleccionado en la licitación.
 - 6) Pronosticar precios y demanda que enfrentará la empresa, si se debe operar en el MATER, a partir de información histórica disponible.
 - 7) Estudiar los ingresos del proyecto, a partir de los pronósticos de precios, suponiendo:
 - a. Que se pierde la licitación y se decide operar en el MATER.
 - b. Que se gana la licitación.
 - 8) Calcular los flujos de fondos futuros de ambas alternativas (ganar la licitación u operar en el MATER)
 - 9) Determinar la tasa de interés libre de riesgo, que se utilizará para:
 - a. Calcular el costo de capital que permita encontrar el valor de las posibles empresas que se estudia crear.
 - b. Valorar la opción real.

- 10) Calcular el costo de capital adecuado para descontar retornos futuros y valorar la empresa que se proyecta crear, tanto si se elige la opción de operar en el MATER como la opción de ganar la licitación RENOVAR.
- 11) Utilizar los flujos de fondos y costo de capital pronosticados, para estimar el valor presente de los retornos futuros de ambas alternativas, los cuales se considerarán los valores de las posibles empresas por crear.
- 12) Utilizar el modelo binomial simple – con dos opciones de valor futuro de la empresa que se creará con el proyecto – para calcular el valor de la opción real de postergar la inversión hasta conocido el resultado de la licitación.
- 13) Estimar los gastos requeridos para participar en la licitación, compararlo con el precio de la opción real calculada y tomar la decisión.
- 14) Presentar las recomendaciones que los análisis precedentes recomienden realizar, en relación con el empleo de la teoría de opciones para tomar la decisión de licitar.

1.5 Justificación

La ejecución de la investigación propuesta y la consecución de los objetivos esbozados en el título anterior no sólo materializará y reflejará la aplicación de los conocimientos que he adquirido durante la Maestría, sino que también posee un valor práctico y esencial. Este proceso investigativo se entrelaza de manera inherente con los análisis reales que se llevan a cabo en el contexto de las licitaciones referidas, haciendo de su evaluación un aspecto crucial. Así, no solo se facilita un entendimiento profundo del tema, sino que se sienta una base sólida para el diseño de una metodología robusta que optimice y refine la toma de decisiones en dichas licitaciones, ofreciendo una contribución significativa al campo de estudio. Esta investigación tiene el potencial de trascender lo académico, alineando los aprendizajes teóricos con las exigencias y dinámicas prácticas del sector, lo cual es un paso adelante hacia una gestión informada y estratégica en el ámbito de las licitaciones energéticas.

1.6 Metodología.

La metodología que se empleará se basa en la teoría de opciones reales para evaluar la conveniencia de participar en la licitación. Los costos asociados a la participación en una

licitación de RENOVAR otorgan la posibilidad de invertir en la construcción de una planta generadora únicamente si resulta ganadora. Por lo tanto, se percibe que estos costos representan el valor de dicha opción estratégica.

El núcleo de la investigación radica en determinar si asumir estos gastos es financieramente sensato. Para ello, se contrastará con el valor de una opción de compra, calculado a través del método binomial. Este cálculo considera que el valor de la futura empresa surge del valor presente de sus flujos de fondos proyectados, ya sea bajo el escenario optimista de ganar la licitación o el alternativo, donde se opera en el MATER tras no resultar seleccionado.

Para cuantificar tanto la inversión inicial como los flujos futuros de ambas opciones de inversión, se adoptará el análisis costo-beneficio. Además, al ser fundamentales para la implementación metodológica, se aplicarán técnicas específicas de evaluación de proyectos de inversión, tales como:

Estudio de Viabilidad: Analizará la factibilidad técnica, financiera y operativa del proyecto.

Valor Presente (VP): Estimaré el valor presente de los flujos de fondos futuros, descontados a una tasa de descuento, para determinar el valor del activo real.

Valor Presente Neto (VPN) o Valor Actual Neto (VAN): Estimaré el valor presente de los flujos de fondos futuros, descontados a una tasa de descuento, para determinar la rentabilidad neta del proyecto.

Tasa Interna de Retorno (TIR): Identificaré la tasa de descuento donde el VPN del proyecto sea cero, brindando una perspectiva sobre la rentabilidad potencial.

Estas técnicas facilitarán la determinación de la capacidad de la planta, el estudio detallado del proceso técnico y la proyección de precios de venta de energía en ambos escenarios. Finalmente, para calcular el costo de capital en las valoraciones, se recurrirá al modelo CAPM (Capital Asset Pricing Model).

Las fuentes de información utilizadas para realizar estos análisis, serán principalmente secundarias a partir de fuentes estadísticas oficiales y avaladas por la secretaría de energía oficial e instituciones acreditadas, tales como la Cámara Forestal, la Cámara de Aserraderos, Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) y Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (ADEERA).

2 Marco Conceptual

2.1 Las Opciones Reales y la Evaluación de Inversiones

La teoría de opciones reales enriquece el análisis de proyectos de inversión al ofrecer herramientas que mitigan riesgos asociados a la incertidumbre. Numerosas inversiones de capital poseen una opción implícita de expansión a futuro que pueden ser tenidas en cuenta considerando su probabilidad de ocurrencia para la toma de decisiones.

Una opción no es más que un derecho otorgado sobre un activo. Esta puede ser de compra (denominado call) o de venta (denominado put). Quien posee la opción tiene la facultad, en un momento futuro, de ejercerla o no, basado en su conveniencia financiera. Acceder a esta opción conlleva un costo, el cual representa el capital comprometido para reservar ese derecho. Cuando se aproxime el vencimiento de la opción, el inversor decidirá si es conveniente ejercerla o simplemente desistir de ella. En caso de no ejercerla, la pérdida queda restringida únicamente al costo inicial de la opción.

Dos de las categorías más prominentes en esta clasificación son las opciones europeas y las americanas. Las opciones europeas poseen una característica restrictiva en cuanto a su ejercicio: sólo pueden ser ejercidas en su fecha específica de vencimiento, y no antes. Por el contrario, las opciones americanas ofrecen una mayor flexibilidad, ya que pueden ser ejercidas en cualquier momento desde su adquisición y hasta su fecha de vencimiento. Esta diferenciación es crucial, ya que impacta tanto en la valoración de estas opciones como en las estrategias que los inversores pueden adoptar al usarlas en el mercado. La elección entre una y otra dependerá de los objetivos del inversor, el análisis del riesgo y las condiciones del mercado subyacente.

La descripción anterior proporciona una visión simplificada del mecanismo de las opciones en el mercado de capitales, ilustrando cómo sirven para circunscribir el riesgo. Sin embargo, este concepto puede extrapolarse y aplicarse en la evaluación de proyectos de inversión más tangibles y cotidianos, lo que exploraremos a continuación.

2.1.1 Definición de Opciones Reales

La valoración de proyectos mediante el flujo de efectivo descontado (FED) se basa en un supuesto fundamental: que los activos del proyecto se gestionarán de forma pasiva. Sin embargo, en la práctica empresarial, las decisiones se adaptan de manera activa según las circunstancias. Si un proyecto es fructífero, puede haber oportunidades de expansión; si enfrenta desafíos, podría reducirse su escala o, en algunos casos, abandonarse. Es evidente que aquellos proyectos que ofrecen la posibilidad de adaptarse a las contingencias tienen un valor inherente mayor que aquellos rígidos y sin capacidad de adaptación. Esta adaptabilidad adquiere mayor relevancia en escenarios de elevada incertidumbre.

Estas oportunidades de adaptación y reacción en la gestión de proyectos son lo que se denomina "opciones reales". Son consideradas también como "ventajas intangibles" (Brealey, R., & Myers, S., 2010, p. 283), refiriéndose a las características no cuantificables, pero altamente valiosas de proyectos que son flexibles y adaptables. En el ámbito de las finanzas corporativas, estas opciones reales no son meros detalles; a menudo, son el núcleo mismo alrededor del cual giran decisiones críticas de inversión. De hecho, la capacidad de identificar y valorar adecuadamente estas opciones puede ser la diferencia entre un proyecto rentable y otro que no lo es.

La noción de opción real en un proyecto de inversión adopta principios similares a los de las opciones de acciones, pudiendo ser tanto de compra como de venta. De manera simplificada, si un proyecto presenta la posibilidad de invertir capital adicional al previsto inicialmente para potenciar su expansión, estamos ante la presencia de una opción real de compra.

Considérese, por ejemplo, un proyecto de generación de energía mediante paneles solares fotovoltaicos. En esta modalidad de inversión, cerca del 60% del costo se destina

a la adquisición de paneles solares, su estructura, y un inversor. Este último equipo determina el límite máximo de energía que puede generarse y gestionarse. Imagínese un escenario donde el proyecto inicial contempla una capacidad de 25 MW. Para alcanzar dicha capacidad, se necesitaría adquirir un inversor de 25 MW y la cantidad adecuada de paneles solares. Sin embargo, surgen posibilidades futuras: en un plazo de dos años, se podría adquirir un terreno adyacente, permitiendo añadir paneles por una capacidad extra de 15 MW. La clave para esta expansión radica en dos elementos: tener el derecho de adquisición sobre el terreno futuro y contar con un inversor que soporte el aumento de capacidad.

Desde esta perspectiva, surgen dos estrategias a considerar:

a) Optar por un inversor de 25MW, estructurando el proyecto según estas especificaciones iniciales y descartar la expansión. En esta ruta, de adquirirse el terreno adicional, requeriría la compra de un nuevo inversor para los 15 MW adicionales y la implementación de una instalación complementaria.

b) Decidir por un inversor de 40 MW, preparando anticipadamente la estructura. De este modo, si se adquiere el terreno contiguo, solo sería necesario sumar más paneles a la configuración existente, aprovechando la capacidad ociosa del inversor.

El inversor, es importante recordarlo, es la pieza que establece la máxima potencia producible. El valor diferencial entre las dos estrategias refleja el valor intrínseco de la opción real.

Para sintetizar: por un lado, se cuenta con una opción que ignora posibles variaciones futuras, y que, en caso de ampliación, necesitaría un nuevo proyecto. Alternativamente, existe una estrategia que optimiza inversiones previas, con un desembolso incremental que posibilita capitalizar una opción de expansión, preparando el terreno para mayores ingresos futuros.

Se procede a abordar los principales métodos de valoración de estas opciones reales para luego profundizar en el enfoque binomial que utiliza en este trabajo.

2.2 Métodos de Valoración de Opciones

Como se vio anteriormente, la flexibilidad y la capacidad de limitar los riesgos asociados con las distintas estrategias de inversión hacen de las opciones un instrumento financiero esencial en la toma de decisiones. Hasta aquí, ya se posee un conocimiento previo sobre qué constituye una opción financiera, pero para este estudio será crucial abordar los métodos y modelos matemáticos que se emplean en su valoración para una comprensión más profunda y aplicada del tema.

Esta sección tiene como objetivo explorar con detalle los métodos más comúnmente utilizados en la valoración de opciones, tales como el modelo Black-Scholes, el enfoque binomial y los métodos basados en simulación Monte Carlo. Finalmente, se presenta el método más apropiado para continuar en este trabajo junto con el criterio de elección.

2.2.1 Modelo Black-Scholes

El modelo Black-Scholes es uno de los métodos más conocidos y ampliamente usados para valorar opciones financieras. Desarrollado en 1973 por Fisher Black, Myron Scholes y Robert Merton, este modelo proporciona una fórmula analítica cerrada para determinar el precio de una opción europea de compra (call) o de venta (put) basándose en ciertas suposiciones.

Supuestos clave del modelo:

- Los precios de los activos subyacentes siguen un movimiento browniano geométrico (evolución aleatoria de una variable a lo largo del tiempo).
- No hay costos de transacción ni impuestos.
- Los inversores pueden pedir prestado o prestar dinero a una tasa de interés libre de riesgo constante.
- No hay oportunidades de arbitraje.
- Las opciones son de estilo europeo y sólo pueden ser ejercidas al vencimiento.

Características

- Proporciona una solución analítica cerrada, facilitando cálculos rápidos.
- Ampliamente aceptado y utilizado en la industria financiera.
- Se basa en supuestos que pueden no ser realistas en todos los contextos de mercado.
- No es adecuado para opciones de estilo americano, que pueden ser ejercidas en cualquier momento antes del vencimiento.

2.2.2 Enfoque Binomial

El modelo binomial, o árbol binomial, es una técnica utilizada para valorar opciones americanas (que pueden ser ejercidas en cualquier momento) y opciones europeas. Este método divide el tiempo hasta el vencimiento de la opción en un número determinado de pasos o periodos y evalúa la evolución del precio del activo subyacente en cada paso.

Características

- Puede ser utilizado tanto para opciones europeas como americanas.
- Proporciona una visión más detallada y paso a paso de la evolución del precio del activo subyacente y la opción.
- Más flexible en la adaptación a las características reales del mercado en comparación con el modelo Black-Scholes.
- Es especialmente útil para valorar opciones reales, donde las decisiones sobre proyectos de inversión pueden ser modeladas como opciones financieras.
- Es computacionalmente más intensivo que el modelo Black-Scholes, especialmente cuando el número de pasos es grande.

2.2.3 Simulación Monte Carlo

La simulación Monte Carlo es una técnica matemática que permite modelar la probabilidad de diferentes resultados en un proceso que no puede ser fácilmente

predicho debido a la intervención de variables aleatorias. En el contexto de opciones, se utiliza para simular múltiples escenarios de precios del activo subyacente y determinar el valor esperado de la opción.

Características

- Es flexible y puede ser utilizado para una amplia variedad de opciones y derivados complejos.
- Puede manejar múltiples fuentes de incertidumbre y variables estocásticas.
- Es computacionalmente intensivo.
- Requiere una amplia experiencia y conocimiento para establecer e interpretar los resultados correctamente.

2.2.4 Elección del Modelo Binomial para el trabajo

Para el contexto de valoración de opciones reales, y puntualmente la naturaleza del proyecto de inversión analizado en este documento. El enfoque binomial, resulta más adecuado, con su estructura paso a paso, que permite modelar estas decisiones complejas y adaptarse a diferentes escenarios, considerando tanto la evolución del proyecto como las condiciones del mercado. Además, este modelo ofrece la posibilidad de adaptar la valoración a diferentes supuestos y condiciones cambiantes, proporcionando una herramienta robusta y versátil para analizar el valor de un proyecto de inversión en un entorno incierto.

Por lo tanto, dadas las ventajas que presenta, especialmente su, simplicidad y adaptabilidad, se elige el modelo binomial como el método más adecuado para la valoración de opciones reales en este contexto.

2.2.5 Opciones Financieras como Base de las Opciones Reales

Previo a avanzar con la explicación más detallada del método binomial, el cual será implementado en este trabajo, como plataforma para la valoración de la opción real, es necesario explicar el origen de las opciones reales a partir de las opciones financieras.

Como se presentó anteriormente las opciones reales son un método para valorar proyectos de inversión. El método binomial parte de la idea de que los proyectos de inversión reales pueden equipararse a opciones financieras (call y put) en lugar de ser comparados con una cartera de bonos sin riesgo, como sugiere el VAN. El VAN pierde relevancia en escenarios donde la ejecución del proyecto no tiene que ser inmediata, permitiendo la posibilidad de ser implementado en etapas o aplazado para un momento futuro.

Este enfoque es la extensión de la Teoría de Opciones Financieras a opciones en activos reales (no financieros) que permiten modificar un proyecto con la intención de incrementar su valor.

En la visión tradicional, un alto nivel de incertidumbre conduce a reducir el valor de los activos. El enfoque de las opciones reales muestra que un incremento de la incertidumbre puede conducir a un alto valor de los activos, si los directivos identifican y usan sus opciones para responder flexiblemente a los eventos que se desarrollan.

El grafico a continuación ilustra uno de los más importantes cambios en el enfoque de las opciones reales: la incertidumbre crea oportunidades. “Repensando las inversiones estratégicas, los gerentes deben intentar ver los mercados en términos del origen, dirección y evolución de la incertidumbre, determinando así el grado de exposición de sus inversiones y, entonces, responder para posicionarlas y así obtener un mejor provecho de ellas”. (Fernández A.M; Bustamante V.M., 2009, p.5)

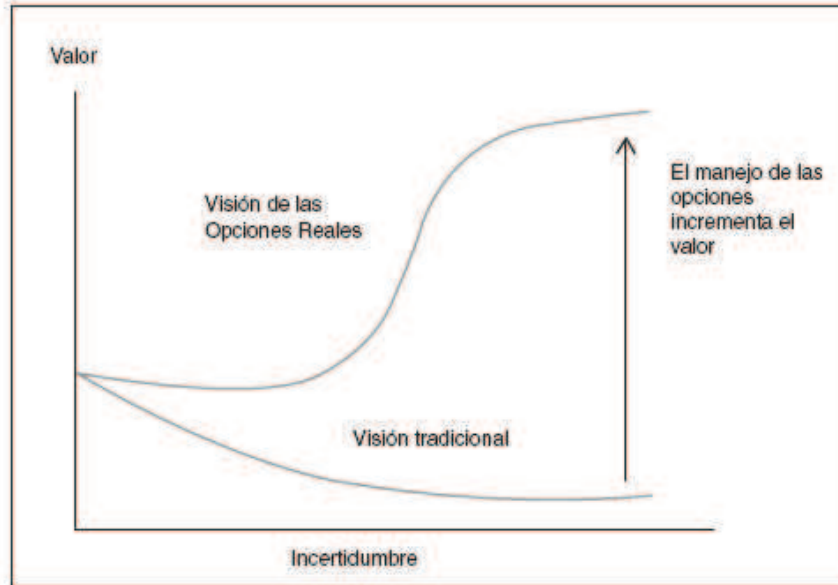


Ilustración 1- Incremento de Valor Debido a la Incertidumbre

Los modelos de valoración de opciones se basan en la consideración de las siguientes variables: precio del activo subyacente, precio de ejercicio, tiempo hasta la expiración, tipo de interés y volatilidad del mercado.

El método teórico sobre el cual se sustentan los cálculos de este trabajo sobre la valoración de opciones reales es el explicado en la bibliografía de Brealey & Myers (Brealey, R., & Myers, S., 2010, p. 624-626). El mismo parte de que es posible encontrar el valor de una opción a través de un portafolio replicante que tome el mismo comportamiento. Esto garantiza que el valor de la opción coincida siempre con el del portafolio replicante. Si surgieran diferencias, se presentarían oportunidades de arbitraje que eventualmente las eliminarían.

A continuación, se explica el método enunciado anteriormente.

2.2.6 Modelo binomial para un sólo período

El método de Brealey & Myers para la valoración de opciones utiliza un concepto conocido como portafolio replicante, que es una combinación de activos que tiene el mismo flujo de efectivo que la opción. El objetivo del portafolio replicante es eliminar el

riesgo al emparejarlo con la opción, permitiendo, a través de un proceso libre de arbitraje, encontrar el precio justo de la opción.

En un modelo de un solo período, el portafolio replicante se compone de un número Δ de acciones del activo subyacente y un bono libre de riesgo B . Este portafolio está diseñado para replicar los flujos de efectivo futuros de la opción, tanto en el escenario de precio ascendente como en el descendente.

La relación la cartera replicante y el arbitraje se establece de la siguiente manera:

Cartera replicante: la idea es que, si se puede construir un portafolio que tenga exactamente los mismos flujos de efectivo que la opción en todos los estados futuros posibles, entonces ese portafolio y la opción deberían tener el mismo precio hoy para evitar oportunidades de arbitraje.

Arbitraje: si el portafolio replicante y la opción no tuvieran el mismo precio, surgiría una oportunidad de arbitraje, donde los inversores podrían comprar el activo más barato y venderlo más caro, obteniendo una ganancia sin riesgo. En un mercado eficiente, estas oportunidades de arbitraje son eliminadas rápidamente, lo que justifica que el portafolio y la opción deben tener el mismo precio.

Así, este modelo busca establecer un precio justo para la opción que sea consistente con la ausencia de oportunidades de arbitraje. Este enfoque es especialmente útil para opciones reales que no pueden valorarse fácilmente mediante métodos más tradicionales.

El Método

1. Establecer los dos posibles valores del activo subyacente (el proyecto) en el futuro.
 - a. Precio si el movimiento es ascendente (S_U)
 - b. Precio si el movimiento es descendente (S_D)

2. Determinar los valores de la opción call en los nodos finales

a. Valor de la opción call si el movimiento es ascendente (C_u):

$$C_u = \max(0, S_u - K)$$

b. Valor de la opción call si el movimiento es descendente (C_d):

$$C_d = \max(0, S_d - K)$$

Donde K es el precio de ejercicio.

3. Cálculo del Delta de la Opción

El número de acciones necesarias para replicar una opción de compra se llama razón de cobertura o delta de la opción

$$\Delta = \frac{C_u - C_d}{S_u - S_d}$$

4. Determinar el préstamo necesario para crear el portafolio replicante.

Si se enunció que el valor de la opción es igual al portafolio replicante, y este último a su vez, tiene una componente de activo subyacente + préstamo, la fórmula es la siguiente:

$$B = \frac{\Delta \cdot S_u - C_u}{1 + r} = \frac{\Delta \cdot S_d - C_d}{1 + r}$$

Donde r es la tasa libre de riesgo

5. Calcular y descontar el valor del portafolio replicante al presente para obtener el valor de la opción.

Finalmente, el valor de la opción para un solo período se obtiene con la siguiente fórmula:

$$C_o = \frac{\Delta \times S_o - B}{1 + r}$$

2.3 Antecedentes y evidencia de la aplicación de Opciones Reales en proyectos de inversión en Energía Renovable.

La primera vez que se introdujo el concepto de *real options* (opciones reales) fue en un artículo de Myers en 1984 (Myers 1984, p.126-127) en el que describe la valuación de activos no financieros utilizando la teoría de opciones.

El artículo (Pringles, Olsina & Garcés, 2007), cita un estudio sobre la utilización de la teoría de las opciones reales para proyectos de inversión de transmisión de energía y también cita casos de su uso en proyectos de generación de energía. El principal planteo que sustenta para la utilización de esta herramienta en proyectos de energía, son las características de ser irreversibles y de alta incertidumbre. A menudo los casos que se plantean es generar una opción de postergación o diferimiento del proyecto para cuando se cuente con más información.

Este razonamiento se encuentra en resonancia con la hipótesis de este trabajo. De manera semejante al párrafo anterior que plantea principalmente opciones de diferimiento se propone desarrollar la valoración de una opción real para saber si es conveniente incurrir en los gastos de licitación.

Por otra parte, en su artículo, (Jimenez, Acevedo, & Rojas, 2016), los autores abordan la *Valoración de opción real en proyectos de generación de energía eólica en Colombia*. En este caso, citan antecedentes registrados por la base de datos SCOPUS un total de 95 documentos publicados desde el año 2012 hasta el 2015. Donde se evidencia que la aplicación de opciones reales en energía renovable es de reciente aparición con tendencia creciente en la cantidad de publicaciones por año y el porcentaje que representa.

La siguiente figura muestra la evolución de la cantidad de publicaciones por año y el porcentaje que representa cada año del total de documentos.

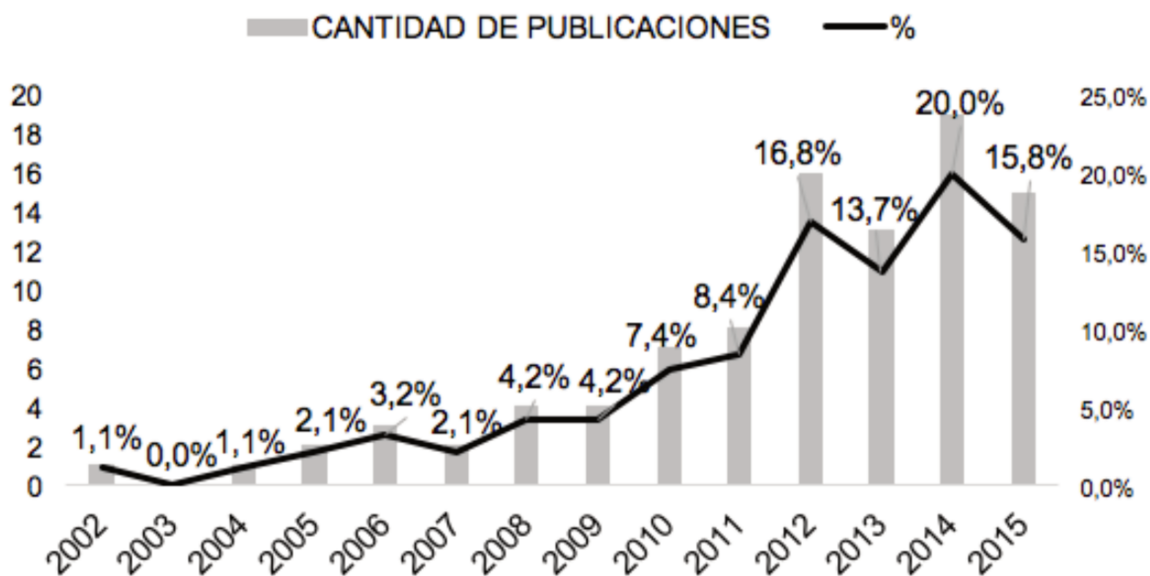


Ilustración 1 - Evolución de artículos publicados de opciones reales aplicados a energía renovable.
(Fuente: (Jimenez, Acevedo, & Rojas, 2016))

De los registros anteriores, se corroboran antecedentes en la aplicación de los conceptos teóricos que se abordan en este documento y validan la viabilidad del planteo realizado en la hipótesis respecto a la aplicabilidad de opciones reales.

2.4 El valor fundamental de un activo mediante el descuento de Retornos Futuros

La valoración de empresas es una herramienta crucial en el ámbito financiero, ya que proporciona una base sólida para tomar decisiones estratégicas, ya sea en contextos de adquisiciones, fusiones, ventas o inversión en capital. A lo largo del tiempo, se han desarrollado diversos métodos para determinar el valor intrínseco de una empresa. Entre ellos, el modelo basado en el descuento de retornos futuros es uno de los más reconocidos y aceptados en el mundo financiero.

Este modelo, en esencia, proyecta los flujos de efectivo que se espera que una empresa genere en el futuro y luego descuenta esos flujos a su valor presente utilizando una tasa de descuento adecuada. Esta tasa de descuento no es una cifra arbitraria; se deriva de las expectativas del mercado y refleja las preferencias de rendimiento y riesgo de los

inversores. En otras palabras, tiene en cuenta tanto el potencial de crecimiento de la empresa como los riesgos asociados a ese crecimiento.

Dos componentes son fundamentales en este modelo:

1. **Flujos de Efectivo Futuros:** se basan en proyecciones financieras que consideran aspectos como ingresos futuros, gastos operativos, inversiones en capital, entre otros. Estas proyecciones deben ser realistas y estar bien fundamentadas en datos históricos y análisis de tendencias del mercado.
2. **Tasa de Descuento:** es la tasa de retorno requerida por un inversor para invertir en la empresa. Se compone generalmente de la tasa libre de riesgo (como la de un bono gubernamental) y una prima de riesgo que varía según la percepción de riesgo de la empresa en relación con el mercado en general. La tasa de descuento es, en esencia, el costo del capital de la empresa.

El resultado de este modelo es el Valor Presente (VP) de la empresa, que representa el valor actual de todos sus flujos de efectivo futuros. Una empresa cuyo VP es positivo es considerada una inversión atractiva, ya que indica que se espera que genere retornos superiores al costo de su capital.

Es esencial destacar que, si bien el modelo de descuento de flujos de efectivo es ampliamente aceptado y utilizado, no está exento de críticas. Las proyecciones a largo plazo pueden ser inherentemente inciertas y, por lo tanto, el modelo es tan preciso como las estimaciones en las que se basa. Además, la elección de la tasa de descuento apropiada puede ser subjetiva y variar entre analistas.

Para los fines de este trabajo, la manera de darle valor al activo subyacente de la opción, que para este caso es el proyecto de inversión, es a través de esta herramienta presentada.

2.5 Los Condicionantes de la Decisión de Capacidad

Como se observa en la siguiente imagen del libro de (Villanueva, 2020, p. 553), el factor de la capacidad está determinado por 4 variables:

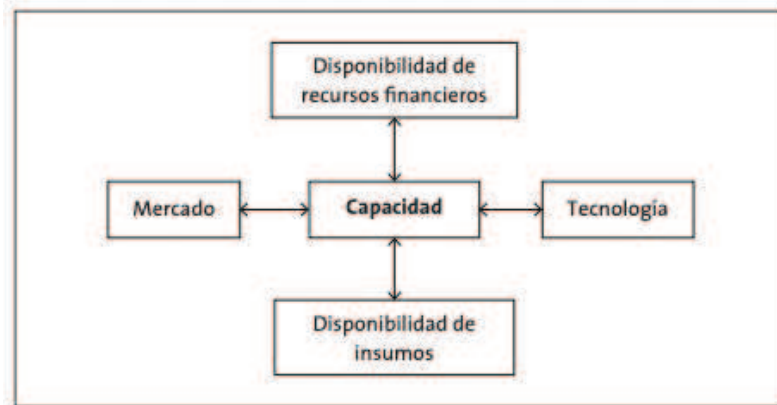


Ilustración 2 - Variables del factor de capacidad. (Villanueva, 2017)

1. Mercado
2. Disponibilidad de Recursos Financieros
3. Tecnología
4. Disponibilidad de Insumos.

Para el presente trabajo la variable determinante en un 100% es la disponibilidad de insumos, para este caso la biomasa. El resto de las variables presentadas en el diagrama se realizan los siguientes comentarios:

- El Mercado no es un condicionante, ya que se garantiza la compra del 100% de la energía que se produzca.
- La tecnología no es una limitante, ya que estará dimensionada en base a la disponibilidad de insumos.
- La restricción que impone la disponibilidad de recursos financieros , no sería relevante para este caso, dado que se está considerando este análisis desde el punto de vista de la inversión. Esto significa que se deja fuera los problemas derivados de las decisiones de financiación.

“Sobre la disponibilidad de Insumos, se presentan los siguientes comentarios:

- a. Cuando se está frente a la decisión de capacidad, es importante conocer los niveles actuales de oferta existente en cada uno de los insumos, como también su posible evolución futura. Si los insumos no están disponibles en la cantidad y calidad suficientes, el negocio enfrentará una debilidad importante; mientras más lejos se tenga que ir a buscar los insumos, más alto será el costo de abastecimiento. Esto interrelaciona las decisiones de capacidad y localización del proyecto.
- b. Si los insumos insuficientes deben buscarse en el exterior, la empresa será más arriesgada, dado que su rentabilidad quedará muy expuesta a la evolución de los tipos de cambio.
- c. Cuando se enfrenta la disponibilidad limitada de un insumo, una posibilidad es su sustitución. Para este caso dicha acción no es una opción viable.

Otras formas de enfrentar la insuficiente disponibilidad de insumos son la integración vertical y la subcontratación. En el primero de los casos, se decide incorporar de manera interna la producción del insumo. En el segundo, se realiza una alianza con un tercero, para que se enfoque en la producción de dicho insumo; estas alianzas, muchas veces, se promueven y organizan desde la propia empresa; un ejemplo de este proceder son los llamados integrados avícolas, que constituyen pequeñas granjas que abastecen de pollos a las grandes empresas del sector, pero fuertemente impulsados y asistidos por esas grandes empresas. Cuando el insumo escaso es la mano de obra capacitada, otra posibilidad es la capacitación”. (Villanueva, 2020, p. 554)

2.6 Tasa Libre de Riesgo, CAPM y Costo de Capital

En el ámbito financiero, la valoración de inversiones y activos exige una comprensión detallada de los componentes que determinan el costo del capital. La Tasa Libre de Riesgo representa el retorno mínimo que espera un inversor al no asumir ningún riesgo adicional. Sin embargo, la realidad es que las inversiones suelen conllevar ciertos

riesgos, y aquí es donde el Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM, por sus siglas en inglés) entra en juego, ofreciendo una herramienta para estimar el retorno esperado de una inversión teniendo en cuenta dicho riesgo. Juntos, estos conceptos nos ayudan a llegar al Costo de Capital, que es esencial para descontar flujos de efectivo futuros y, por ende, valorar adecuadamente un activo o inversión. Esta sección profundizará en la interrelación y relevancia de estos componentes para una eficiente toma de decisiones financieras.

2.6.1 Tasa Libre de Riesgo

En el mundo financiero, el concepto de tasa libre de riesgo se utiliza para referirnos a la rentabilidad que se obtiene al invertir en un activo que se considera que es cien por cien seguro, y, por tanto, está libre de riesgo.

Existen una serie de activos financieros que presentan una fluctuación mínima en su cotización histórica. Esto significa que, ante cualquier circunstancia vivida, el valor del activo no ha experimentado fuertes variaciones, sino que se ha mantenido estable en torno a unos valores medios.

Para que un activo se comporte de esta forma tan atípica, es necesario que la entidad financiera que lo emite haya tenido una reconocida solvencia durante toda su trayectoria. Solo así, los inversores percibirán la inversión como cien por cien segura; o lo que es lo mismo, como una inversión libre de riesgo.

En la actualidad solo los valores de renta fija que son emitidos por los gobiernos (y no de cualquier país) cumplen estos requisitos. Esto es así porque en la práctica es casi imposible que un país desarrollado quiebre. Por muy mal que le vayan las cosas, tiene el poder de adoptar medidas económicas de gran calado que le permitan hacer frente a sus pagos. Por tanto, el riesgo de impago queda muy lejos.

En Europa, los Bonos del Estado alemán se consideran activos libres de riesgo, ya que la economía alemana, motor de la Eurozona, es muy segura y solvente. La probabilidad de que un país como Alemania deje de pagar a sus acreedores es prácticamente inexistente.

Tal es la seguridad que los inversores tienen depositada en los bonos alemanes que, desde hace algunos años, tienen unos intereses negativos. En otras palabras: los ahorradores pagan al estado alemán para que le guarde a buen recaudo su dinero. Estos tipos negativos se han dado lugar también en bonos gubernamentales de otros países europeos, como Suiza.

Por otra parte, los bonos emitidos por Estados Unidos son otro claro ejemplo de activos de renta fija muy seguros. Por tanto, su rentabilidad también se puede considerar también una tasa libre de riesgo.

2.6.2 Costo de Capital

El costo de capital se define como la mínima rentabilidad requerida para realizar aportes de capital al proyecto. Dado que lo usual es que la evaluación de los proyectos se realice en un contexto de riesgo o incertidumbre, los flujos de fondos que se pronostiquen deben conceptualizarse como la mejor estimación del valor esperado de dicho flujo de fondos. Frente a esta perspectiva, dado que se supone que los inversores son aversos al riesgo, se acepta que dicho costo de capital no sólo debe reflejar el valor tiempo del dinero, sino que también debe considerar el riesgo que se enfrenta al realizar la inversión. La incorporación de una prima de riesgo no es un tema sencillo. Lo usualmente aceptado es que tanto las tasas como los rendimientos de los activos que se negocian en los mercados financieros son valores ajustados por riesgo; es decir, reflejan el compromiso entre rentabilidad y riesgo de los inversores, y pueden ser utilizados para determinar las primas de riesgo que deberá considerarse para determinar el costo de capital de los proyectos. Aceptada esta idea básica, el procedimiento para determinar el costo de capital debería seguir los siguientes pasos:

- 1) Individualizar en los mercados financieros un activo de riesgo similar al proyecto que se está evaluando;
- 2) Calcular la tasa de rendimiento de ese activo, la cual representará el costo de capital ajustado por riesgo a utilizar en la evaluación del proyecto.

Seguidamente, se presenta la opción más conocida que permite aplicar las ideas expuestas.

2.6.3 Capital Asset Pricing Model (CAPM)

El CAPM es la más popular de las teorías que explican cómo se determinan los precios y rentabilidades de equilibrio de los activos que se negocian en los mercados financieros en un contexto de riesgo o incertidumbre; además, también es el más popular de los modelos utilizado para estimar el costo de capital de los proyectos, posiblemente, por su aparente sencillez para obtener este importante valor. El modelo plantea la relación de equilibrio en términos de tasas de rentabilidad, suponiendo que sólo existe un único e hipotético período de tiempo. La condición de equilibrio que todos los rendimientos de los activos deben respetar es la siguiente:

$$E(r_i) = r_f + [E(r_m) - r_f] \cdot \beta_i$$

Donde: $E(r_i)$ es el rendimiento de equilibrio de cualquier activo del sistema; r_f representa el rendimiento libre de riesgo; $E(r_m)$ es el rendimiento de una hipotética cartera de mercado, integrada por todos los activos del sistema; β_i mide la cantidad de riesgo que importa para determinar el rendimiento de equilibrio. Esta ecuación puede utilizarse para calcular el costo de capital a utilizar en los proyectos en un análisis en condiciones de riesgo o incertidumbre.

No obstante, su aplicabilidad no está exenta de problemas, los cuales son de dos tipos: conceptuales y prácticos.

- a. Los problemas **conceptuales** aparecen debido a los restrictivos supuestos que se realizan para poder obtener las condiciones de equilibrio. Por ejemplo, el modelo parte de suponer mercados de capitales desarrollados, donde todos los inversores diversifican para eliminar el riesgo propio de los activos; debido a estos supuestos, sólo el riesgo de mercado es relevante, cuya cantidad es medida con el coeficiente β ; consecuentemente, si dichos supuestos no aplican en el contexto donde se realizará la inversión en el proyecto, el uso del CAPM

para determinar el costo de capital podría representar un error, dado que no se contempla el riesgo propio al determinar la prima de riesgo a incluir.

- b. Los problemas de tipo **prácticos** son de diversa índole. Si el modelo se aplicara en un mercado de capitales desarrollado, hay que resolver las cuestiones que plantean la definición de la cartera de mercado y la tasa libre de riesgo, variables cuya cuantificación enfrenta al analista con ciertas complejidades. Ahora, si el modelo pretende aplicarse en países con mercados financieros poco desarrollados como para este caso: Argentina, dichos problemas se agravan. En estos mercados, obtener estimativos válidos y confiables del coeficiente β es una tarea casi que imposible; estos problemas aparecen porque:
 - a. las empresas de capital abierto son muy pocas, generando un mercado de capitales pequeño y con muy baja liquidez;
 - b. dicho mercado de capitales también está muy concentrado, ya que un pequeño número de empresas determinan el mayor porcentaje de las negociaciones;
 - c. la información del mercado es escasa e imprecisa. A los problemas citados en los párrafos anteriores, habría que agregarle los derivados de tener que estimar el costo de capital para aportes a una empresa de capital cerrado.

El CAPM determina los rendimientos de equilibrio requeridos a empresas de capital abierto, por lo tanto, si la fórmula presentada al comienzo de esta sección se quisiera aplicar para determinar el costo de capital de un proyecto que ejecutará una empresa de capital cerrado, la misma debería ajustarse para tener en cuenta, entre otros, los problemas relacionados con el tamaño de la empresa y la menor liquidez de la inversión, tal como lo señalan.

2.7 Indicadores de Rentabilidad Utilizables

Existe una gran cantidad de indicadores de rentabilidad que han sido propuestos; sin embargo, no todos tienen la virtud de ser aceptados por los expertos en finanzas. A

continuación, se hace una reseña de los tres más conocidos y aplicados: el período de recupero descontado (PRD), la tasa interna de retorno (TIR) y el valor actual neto (VAN).

2.7.1 La Tasa Interna de Retorno (TIR)

La TIR es también un indicador de rentabilidad mucho más aceptado y usado por los expertos en finanzas que trabajan en las empresas. Su cálculo se obtiene con la siguiente fórmula:

$$I_0 = \sum_{t=1}^T \frac{F_t}{(1 + TIR)^t}$$

Donde: I_0 la inversión inicial; F_t son los flujos que genera el proyecto en los diferentes períodos t ; T es el horizonte temporal del proyecto; TIR es la Tasa Interna de Retorno. Tal como lo señala la fórmula presentada, la TIR puede definirse como aquel rendimiento requerido al proyecto que hace financieramente equivalente la inversión y los retornos del proyecto. Dada esta interpretación, se comprende que un proyecto debe ser aceptado si la TIR es mayor al costo de capital que se determine para el proyecto.

Los que toman decisiones financieras en el mundo de las empresas utilizan mucho este indicador porque la rentabilidad se mide en forma de tasa, que pareciera ser la forma natural de medirla.

Los académicos de las finanzas lo aceptan con limitaciones ya que, precisamente por ser una tasa, presenta varios problemas de cálculo e interpretación. Dentro de estos podemos citar: 1) que en algunos proyectos no puede calcularse; 2) que en otros proyectos pueden obtenerse múltiples TIR; 3) que su utilización podría no ser consistente con el objetivo de maximizar ganancias.

2.7.2 El Valor Actual o Valor Presente (VP)

El Valor Presente (VP) es un concepto financiero que refiere al valor actual de una cantidad de dinero que se espera recibir o pagar en el futuro, descontado a una tasa de interés determinada. Es esencial para comparar el valor del dinero a lo largo del tiempo,

ya que un monto de dinero hoy no tiene el mismo valor que el mismo monto en el futuro debido al poder adquisitivo y otros factores económicos.

La fórmula para calcular el Valor Presente es:

$$VP = \sum_{t=1}^T \frac{F_t}{(1+r)^t}$$

Donde: F_t son los flujos que genera el proyecto en los diferentes períodos t ; T es el horizonte temporal del proyecto; r es el costo de capital.

2.7.3 El Valor Actual Neto (VAN) o Valor Presente Neto (VPN)

El VAN es el índice de rentabilidad preferido por los académicos en finanzas. Su cálculo se realiza con la siguiente fórmula:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^T \frac{F_t}{(1+r)^t}$$

Donde: I_0 la inversión inicial; F_t son los flujos que genera el proyecto en los diferentes períodos t ; T es el horizonte temporal del proyecto; r es el costo de capital.

El Valor Actual Neto (VAN) representa la diferencia entre el costo de crear un activo y su valor en el mercado una vez esté en operación. La regla general sugiere que se deben aprobar aquellos proyectos con un VAN positivo. La adopción del VAN en el ámbito académico se fortalece, entre otros motivos, por no presentar las complicaciones asociadas a la Tasa Interna de Retorno (TIR).

Habiendo establecido un sólido marco conceptual que proporciona las bases teóricas y contextuales necesarias, se encuentra en una posición óptima para adentrarse en el

siguiente capítulo. En este segmento, se abordará el análisis empírico y se desentrañarán los resultados obtenidos, aplicando el conocimiento previamente presentado.

3 Análisis y Resultados

En este capítulo, se profundiza en los hallazgos empíricos derivados del estudio del proyecto de inversión en cuestión. Apoyándose en el marco conceptual previamente expuesto, esta sección se centra en la interpretación y examen detallado de los datos y cifras relacionados con la viabilidad financiera y estratégica del proyecto, utilizando como concepto nodal las opciones reales. Se presentarán tanto los resultados cuantitativos como las implicaciones cualitativas, proporcionando una perspectiva clara sobre la conveniencia de avanzar o no con proyecto.

3.1 Marco Legal Aplicable en Argentina y Entre Ríos

Lo que se realizará en este apartado es una descripción del marco regulatorio aplicable principalmente al caso de ganar la licitación. No obstante, muchas de las disposiciones aquí citadas, también son aplicables para el caso de tener que vender la energía en el mercado a término de energía renovable.

El sistema eléctrico argentino se encuentra encuadrado bajo la ley 24.065, a la cual la provincia de Entre Ríos se encuentra adherida mediante la Ley Provincial 8.916. La misma, funciona como el Marco Regulatorio Eléctrico para la provincia estableciendo los lineamientos para el funcionamiento del sistema de generación, transporte y distribución de energía eléctrica. Es partir de dicha ley 24.065 que se crea el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) en el cual interactúan los diferentes agentes del mercado: generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios.

La finalidad de esta ley, fue la creación de un mercado de energía eléctrica moderno y competitivo, con monopolios regulados y tarifas competitivas. Dentro de las especificadas de este marco, se destaca que cada agente debe ser único en su naturaleza y no puede funcionar con varios roles simultáneamente. Por ejemplo: un distribuidor no puede ser generador o transportista.

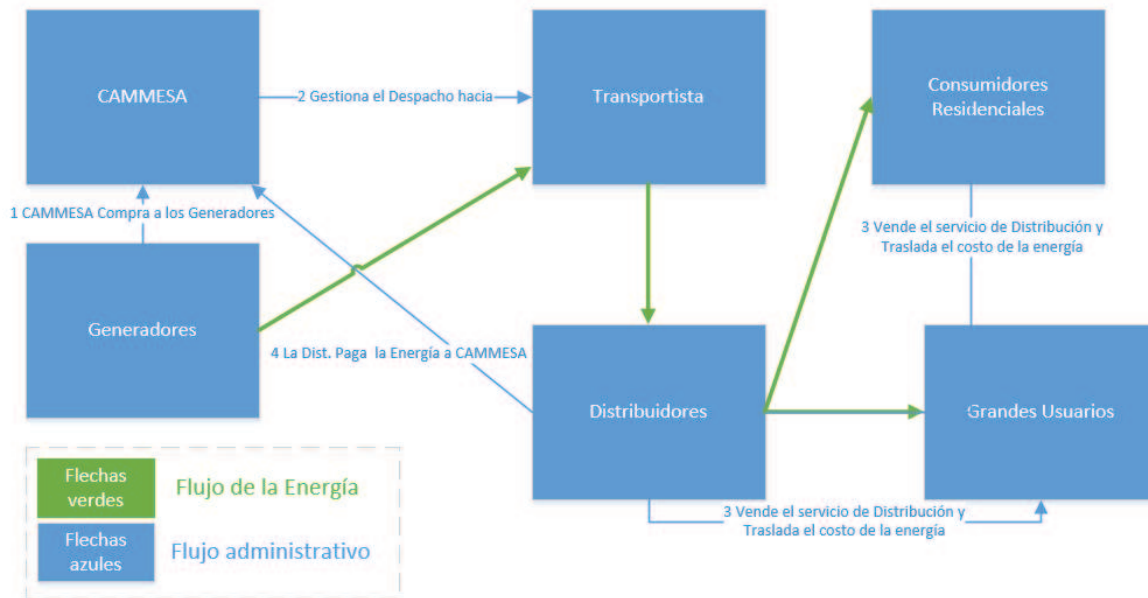


Ilustración 3 - Diagrama del mercado eléctrico

Fuente: Elaboración propia

En el caso particular de la empresa que sería necesario constituir para que funcione la planta de biomasa que se está analizando en este trabajo, lo haría como un agente generador. Si bien la conformación de la empresa está fuera del alcance del presente estudio, es pertinente identificar qué tipo de agente sería en el sistema eléctrico. Se encontraría en un mercado sin competidores, y tendrá asegurado el despacho (venta) del 100% de la energía que produzca.

Dado que es el gobierno, a través de CAMMESA⁵, quien adquiere la energía despachada por las generadoras, esta medida se erige como parte de los incentivos diseñados en el marco del programa MINIREN⁶. Con el objetivo de potenciar el sector,

⁵ CAMMESA: Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista S.A.

⁶ MINIREN: nombre del programa de subastas de energía renovable impulsado por el gobierno nacional.

las reglamentaciones de dicho programa han sido diseñadas para mitigar la competencia, tal como se detalla en las definiciones subsiguientes:

- a) El gobierno garantiza la compra de todo lo producido por la generadora. Significa que si existe otra empresa que venda el mismo producto, no afecta, a las ventas.
- b) La reglamentación específica que no podrá haber ninguna otra planta productora de biomasa en la cercanía de la adjudicada y pudiese afectar el aprovisionamiento de materia prima. Esto, asegura que no se produzca competencia por la materia prima, al menos entre plantas generadoras.

Como se verá más adelante la única competencia que se produce es por la materia prima y no es entre las generadoras. Existen otras industrias que consumen la misma biomasa estableciendo un costo de oportunidad para el proveedor y el principal factor a través del cual se define el precio de la materia prima.

3.1.1 Agentes Generadores

Los Agentes Generadores, son todas las empresas registradas como tales ante CAMMESA y que producen energía eléctrica, a partir de cualquier fuente y la misma es inyectada al sistema argentino de interconexión. Como se observa en la *Ilustración 3*, de la sección anterior, la energía producida por los generadores es inyectada a la red de las transportistas, a través de las cuales la energía viaja por todo el país. El sector está relativamente atomizado, con más de 50 empresas inscriptas como agentes generadores. Existen empresas generadoras tanto públicas como privadas y tienen una capacidad instalada heterogénea que va desde pequeños operadores de plantas de ciclo combinado⁷ hasta grandes represas hidroeléctricas. Nuevamente, ninguna de estas plantas generadoras representa competencia para el presente proyecto, gracias a las garantías que establece el Gobierno Nacional. También se clasifican según el tipo de fuente de generación como se observa en la siguiente tabla:

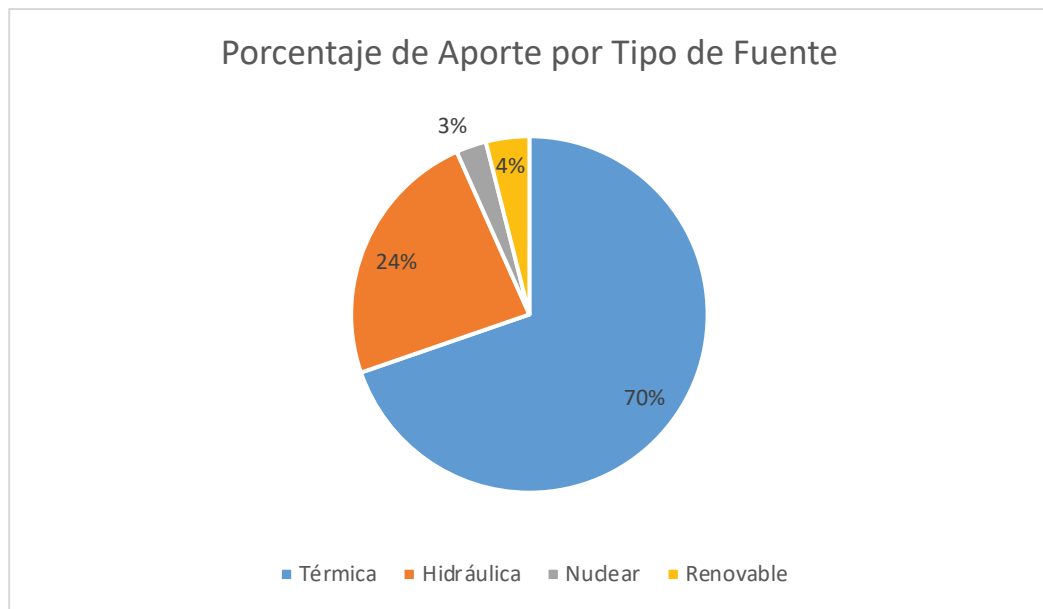
⁷ Los ciclos combinados son centrales de generación de energía eléctrica en las que se transforma la energía térmica del gas natural en electricidad mediante dos ciclos consecutivos

Tabla 1 Aporte al Sistema por Tipo de Fuente

Fuente	Aporte
Térmica	70%
Hidráulica	24%
Nuclear	3%
Renovable	4%

Fuente: CAMMESA

Figura 1 Porcentaje de Aporte por Tipo de Fuente



Fuente: Elaboración Propia

CAMMESA, es quien despacha la energía, si bien a diferencia de la Ronda 2.0 en el MiniRen, el punto de inyección en lugar de hacerse en las redes de los transportistas se realiza en las redes de las distribuidoras, que pueden ser en 66 KV, 33 KV o 13,2 KV. Para esto es necesario establecer un acuerdo de conexión entre el generador y la distribuidora para coordinar el punto donde se va a inyectar. En dicho acuerdo además se estipula que no se interrumpa el despacho de la energía aportada por dicho

generador. Es decir, que, para este caso, se traslada la responsabilidad de priorizar el despacho de las renovables a la distribuidora. Esto significa que todo lo generado por la planta será comprado por la comercializadora

3.1.2 Agentes Transportistas

El sector de transportistas se divide en dos, en primer lugar, está el Sistema de Transporte de Energía Eléctrica de alta tensión (STAT), cuyo único operador es Transener S.A., quién transporta la energía desde distintas regiones del país mediante líneas de tensión de 220 y 500 KV. La energía entregada es luego manejada por los operadores del sistema troncal de distribución (ST), quienes están divididos por regiones y son los que finalmente se encargan de entregar la energía a la distribuidora correspondiente mediante líneas de 220, 132 y 66 KV.

3.1.3 Agentes Distribuidores

Los distribuidores cumplen el rol de entregar la energía a los consumidores finales, es un sector con claras características de monopolio natural, por lo cual el estado decide regularlo de forma tal que cada compañía opera sobre una región designada, siendo estas normalmente provincias, pero también existen regiones correspondientes a municipios y una división especial del área metropolitana de la ciudad de Buenos Aires.

Para el caso de la provincia de Entre Ríos hay 19 agentes distribuidores compuestos por Enersa con el 70% de los usuarios y el resto repartido entre 18 cooperativas eléctricas. Es importante resaltar que el negocio de las distribuidoras no es vender energía, sino cobrar el servicio de distribución. Esto quiere decir que la energía es un costo “pass through” para la distribuidora y lo que cobra es un Valor Agregado de Distribución (VAD), mediante el cual genera su renta.

3.1.4 Grandes Usuarios

Se considera como gran usuario a las empresas que contratan directamente a un generador o un distribuidor que abastezca su necesidad de consumo de energía eléctrica por una potencia mayor a 300KW. Existen tres categorías de grandes usuarios, los Grandes Usuarios Mayores (GUMAs), quienes deben comprar el 50% de sus demandas

mediante contratos de suministros, los Grandes Usuarios Menores (GUMEs) y los Grandes Usuarios Particulares (GUPAs), estos dos últimos deben comprar la totalidad de su demanda mediante contratos de suministro.

3.1.5 Introducción de las energías de fuentes renovables al marco regulatorio

En el año 2015 el Congreso de la República Argentina reformó el régimen nacional de fomento para la generación de energía eléctrica mediante fuentes renovables, Ley 27.191, en la cual:

- Adapta y mejora el marco regulatorio para aumentar la participación de las energías renovables y diversificar de la matriz energética nacional.
- Establece metas nacionales obligatorias para el 100% de la demanda.
- Instruye a la Autoridad de Aplicación a establecer los mecanismos de contratación para cumplir las metas y a promover la diversificación tecnológica y geográfica en el desarrollo del sector.
- Habilita a los Grandes Usuarios (>300 kW) a contratar en forma directa con los generadores.
- Introduce incentivos fiscales para reducir el precio de la energía.
- Introduce incentivos para el desarrollo de la cadena de valor local.
- Crea un fondo fiduciario (llamado FODER) para financiar y garantizar las inversiones.
- Amortización acelerada de bienes aplicables.
- Devolución anticipada de IVA.
- Exención del Impuesto a las Ganancias Mínimas Presuntas.
- Exención del Impuesto a los Dividendos (sujeto a reinversión en infraestructura).
- Extensión a 10 años en la duración de los quebrantos impositivos.
- Deducción de la carga financiera en el Impuesto a las Ganancias.
- Certificado Fiscal sujeto a acreditación de componente nacional.

En lo que concierne a los beneficios impositivos que impacten directamente sobre el proyecto, serán cuantificadas en los capítulos posteriores.

Por otra parte, la ley, establece metas específicas respecto al porcentaje de aporte de energías renovables sobre el total. En la actualidad es de un 4% y para el año 2025 la ley estipula que dicho porcentaje se incremente a 20%. La manera de alcanzar este objetivo es mediante un planteo de un cronograma gradual de adopción de energías renovables:

- 8% para diciembre de 2017
- 12% para diciembre de 2019
- 16% para diciembre de 2021
- 18% para diciembre de 2023
- 20% para diciembre de 2025.

3.1.6 El programa MiniRen Renovar Ronda 3

En el contexto de la ley anterior, se presenta el programa MiniRen, el cual se lleva a cabo como el tercero de una secuencia de subastas de energías renovables en la Argentina. Tanto RENOVAR 1, en 2015, como RENOVAR 2, en 2016, superaron las expectativas del volumen de presentación de ofertas. Esto incentivó al gobierno a continuar con la misma modalidad. En consecuencia, para 2017 lanza el MiniRen y pone a la venta su pliego de bases y condiciones. La diferencia con sus predecesores fue que la máxima potencia que se podría licitar serían 10MW y los puntos de inyección serían en las redes de media tensión, bajo concesión de las empresas distribuidoras. Esto debido a que ya se habían alcanzado restricciones de potencia en las líneas del SADI⁸, a la cual aportan todas las generadoras.

⁸ Sistema Argentina de Interconexión

El programa MiniRen, denominado así por el prefijo "Mini" que alude a la licitación de potencias menores en comparación con programas anteriores, permite a las empresas participar en un proceso de licitación abierta para proyectos de generación de energía renovable. Tal como se mencionó previamente, la capacidad máxima es de 10MW y las adjudicaciones se realizan en dólares estadounidenses, estableciendo un contrato de 20 años para la provisión de energía eléctrica. Esta duración y la tarificación en dólares cuentan con el respaldo y garantía del Banco Mundial⁹.

3.1.6.1 Funcionamiento del esquema de subastas de energía del MinRen y tope de precio de la energía a ofertar.

A continuación, se da una explicación más detallada sobre el funcionamiento.

El precio que se licita es el de la unidad de energía en Mega watt por Hora [MW/h] y es el precio de venta por unidad de la planta generadora. Lo atractivo de esta subasta es que es en dólares estadounidenses y se firma un contrato por 20 años, asegurando el 100% de la venta (despacho de energía como se lo conoce en la industria) durante este período. Ante el contexto de volatilidad que históricamente envuelve a Argentina, el gobierno, necesitó buscar un respaldo y un aval que le diera credibilidad al programa y para garantizar a los inversionistas de que efectivamente iban a recibir lo acordado durante 20 años. Para esto, el gobierno consiguió la garantía el banco mundial. Es decir, si Argentina no lograra en algún momento cumplir con las obligaciones, el banco mundial respondería por ella.

Estas características: 1) contrato a 20 años en dólares; 2) aseguramiento de la venta del 100% de lo que se produzca; 3) el Banco Mundial como garante; logran dar previsibilidad a la inversión y posibilitan realizar una proyección más acertada a la realidad.

En esta ronda (Ronda 3) del programa se licitan 350MW de potencia, que serán divididos por tipo de fuente utilizada y por el lugar geográfico donde se planea localizar la

⁹ Banco Mundial: es una organización multinacional especializada en finanzas y asistencia. Se define como una fuente de asistencia financiera y técnica para los llamados países en desarrollo

explotación, a continuación, se detallan las restricciones según ambas en la siguiente tabla:

Tabla 2 Restricciones de Potencia

Tecnología	Eólica / Solar Fotovoltaica		Biomasa	Biogás	Biogás de Relleno Sanitario	PAH
Potencia Requerida por Tecnología	350 MW		25MW	10 MW	5 MW	10 MW
Potencia Requerida por Región	Región 1	40 MW				
	Región 2	60 MW				
	Región 3	60 MW				
	Región 4	30 MW				
	Región 5	30 MW				
	Región 6	70 MW				
	Región 7	60 MW				
Potencia Requerida por Provincia	La Potencia Requerida máxima a adjudicar no podrá ser superior a los 20 MW excepto la provincia de Buenos Aires a la Cual se podrá adjudicar una potencia máxima requerida de hasta 60 MW y conforme a los artículos 18.7 y 18.8 del PBC.					

Fuente: Ministerio de Energía y Minería

Se observa que el programa MiniRen incluye diversas fuentes de energía renovable en su proceso de licitación. Para las categorías de energía Solar y Eólica, se establecen límites de potencia total, identificados como "Potencia Requerida", que indican el máximo acumulativo de potencia permitido para todos los proyectos en una determinada zona o provincia. Cada proyecto individual dentro de estas categorías no puede exceder los 10 MW. En contraste, para otras tecnologías como la Biomasa, no existen tales restricciones de potencia, lo que se refleja en las celdas en blanco bajo la columna correspondiente a Biomasa.

Además, se establece para cada fuente de generación de energía un precio máximo de adjudicación para calificar la licitación del MiniRen.

Tabla 3 Precios máximos de adjudicación

Tecnología	Eólica / Solar Fotovoltáica	Biomasa	Biogás	Biogás de Relleno Sanitario	PAH
Precio Máximo de Adjudicación por Tecnología en US\$/MWh	60	110	160	130	105

Fuente: Ministerio de Energía y Minería

Como se observa en la tabla anterior para el caso puntual de este proyecto, **el precio máximo de adjudicación para la Biomasa es de US\$ 110.**

3.2 Disponibilidad de Materia Prima, Precio, Capacidad de la Planta

El proyecto contará con una capacidad instalada de 4 MW de potencia que fue determinada de la siguiente manera:

- Primero: se determinó la **máxima capacidad** potencial de biomasa seca para la generación de energía eléctrica. Se realizó la recopilación de las cantidades disponible de biomasa que tuviese cada establecimiento aserradero emplazado a una distancia no mayor de 50 kilómetros del parque industrial de Ubajay. En la siguiente tabla se puede observar el detalle de la información obtenida:

Tabla 4 - Capacidad y Proveedores de Biomasa

Datos recabados sobre producción		
Chips de madera Ubajay y Zona		
Industria - Ubajay	Clase madera	Cantidad(tn)/día
Aserradero Ubajay	Eucaliptus	90
Distrimader SRL.	Eucaliptus	80
Aserradero Stella	Pino	40
Aserradero Benay hnos.	Pino	10
Aserradero Tarquini Silvio	Eucaliptus	10
Aserradero Tarquini Luis	Eucaliptus	10
	TOTAL	240

Se determinó una disponibilidad de **240 toneladas diarias de biomasa**.

- Segundo: con esta información se puede calcular la máxima capacidad como se muestra en el siguiente detalle:

Tabla 5 - Máxima Capacidad

	tn/día
capacidad de generación de chip/	240
cantidad de chip usable	80%
cantidad de chip disponible	190
cantidad de chip necesario x MWH	2 TNH
CANTIDAD DE CHIP X DIA X MWH	50 TNH
CANTIDAD DE MWH POSIBLES	4 MWH

TNH: Toneladas por hora. MWH Mega watt - hora

Se tomará como marco el programa MiniRen Renovar Ronda 3 y serán simuladas las condiciones exigidas por este programa.



Ilustración 4 - Vista satelital de la Provincia de Entre Ríos y localización de la ciudad de Ubajay

3.2.1 Potencial productivo

En relación con la elección de la ubicación para la planta de biomasa, se seleccionó la localidad de Ubajay. Esta decisión se basó en la convergencia de intereses de la comuna, del ecosistema productivo y del sector político, el cual promovía un nuevo parque industrial en la zona que se beneficiaría de esta energía. Además, se tuvo en cuenta la oportunidad brindada por el programa MiniRen.

Sobre la costa del Río Uruguay, existe en la provincia de Entre Ríos un potencial de Biomasa Forestal elevado. En conjunto con las provincias de Corrientes y Misiones, Entre Ríos nuclea el mayor porcentaje de la industria forestal en la Argentina. Principalmente sobre la zona del departamento Colón donde pertenece Ubajay, existen más de 32.000 hectáreas siendo explotadas por la forestación, principalmente de Eucaliptus, como se detallará en las secciones siguientes.

La explotación de esta industria trae como derivado subproductos que son generados en dos etapas del ciclo productivo:

- El raleo: son todos los troncos y desechos del desmonte que queda luego de forestarlo. Este excedente por lo general es prendido fuego a cielo abierto ya que limpiar el raleo no es rentable para los productores forestales.
- Residuo de los aserraderos: el residuo de los aserraderos tales como los costaneros¹² o el aserrín.

De estos subproductos, este proyecto solo toma la oferta de los residuos de los aserraderos para la provisión de materia prima. Los cuales fueron nominados anteriormente y a partir de dicha disponibilidad se estableció la demanda diaria de 190 Tn.

3.2.2 Abastecimiento de la Materia Prima: Biomasa

Según cifras suministradas por la Dirección de Producción Forestal, Área SIG e Inventario Forestal, perteneciente a la DNDFI del Ministerio de Agroindustria, la superficie con plantaciones forestales asciende a 154.000 hectáreas, (coníferas 20.174 ha, eucalipto 106.281ha, salicáceas 26.967 ha y otras cultivadas 577 ha. de acuerdo con la actualización del inventario 2016) Con respecto a las plantaciones promovidas por la Ley

¹² Costanero: es llamada a la lámina o borde con corteza que se le quita árbol para producir el rollizo de madera.

Nacional N° 25080, de inversiones para bosques cultivados, el eucalipto es la principal especie cultivada, con el 86,6%, siguiéndole en importancia el pino con el 12.7%.

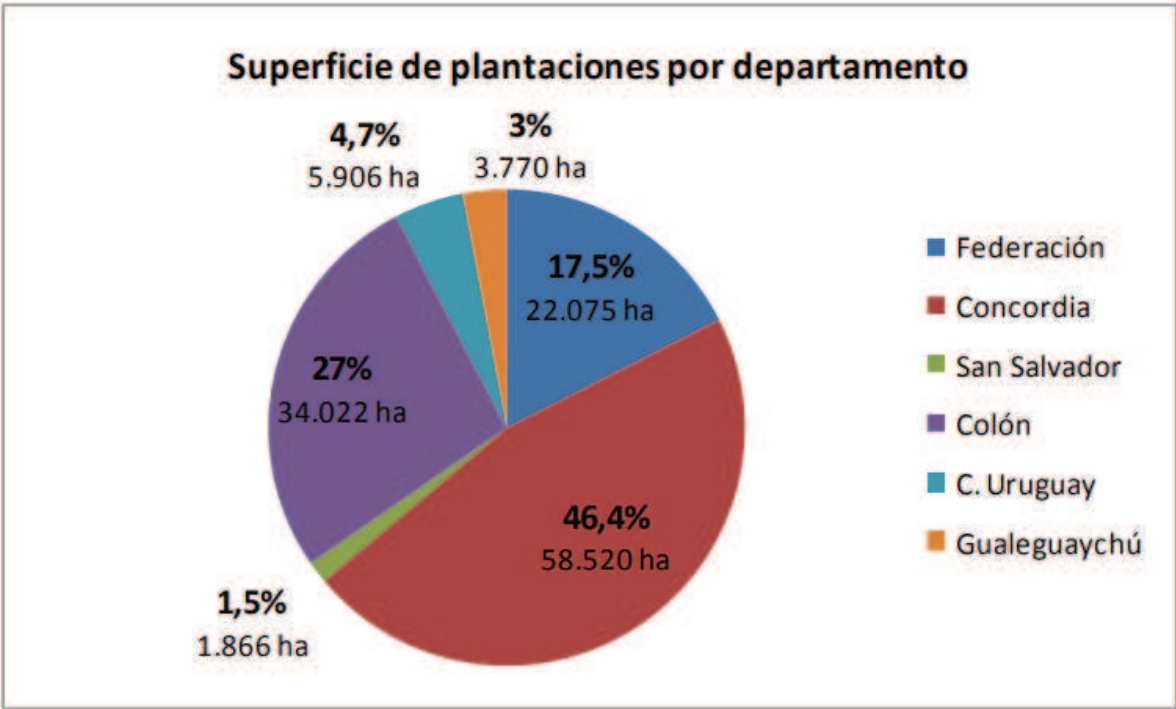


Ilustración 5 - Superficie de Plantaciones por Departamento en hectárea (ha) y en porcentaje (%)

Fuente: Inventario Nacional de Plantaciones Forestales diciembre 2017. Ministerio de Agroindustria de la Nación.

Como se observa en el gráfico precedente el departamento de Colón, donde se encuentra la localización de la central de generación a emplazar, es la segunda zona con mayor superficie de plantaciones forestales: 34.022 hectáreas que representan el 27% de las plantaciones en la provincia. De esta cantidad casi el 90% son plantaciones de eucaliptus.

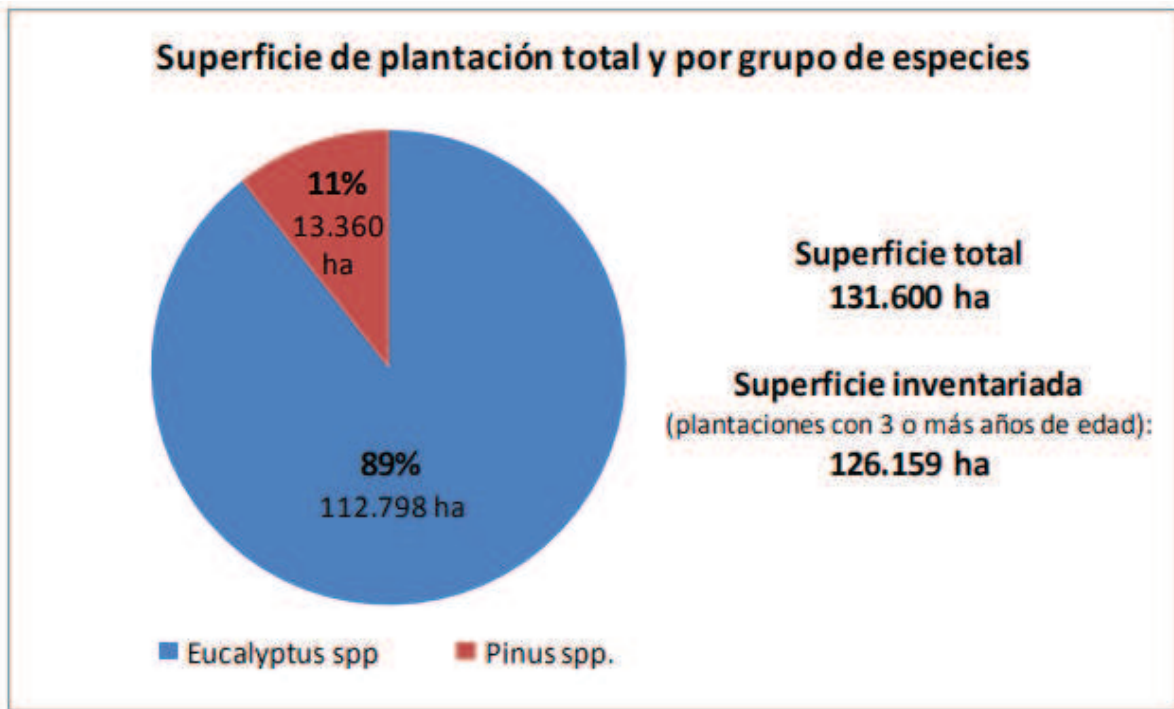


Ilustración 6 - Superficie total de plantaciones en hectárea (ha) y porcentaje (%) de dicha superficie

Fuente: Fuente: Inventario Nacional de Plantaciones Forestales diciembre 2017. Ministerio de Agroindustria de la Nación.



Ilustración 7 - Distribución espacial de las plantaciones forestales en los deptos. inventariados.

Fuente: Fuente: Fuente: Inventario Nacional de Plantaciones Forestales diciembre 2017. Ministerio de Agroindustria de la Nación.

3.2.2.1 Los Aserraderos

El sector industrial de la madera en la Provincia de Entre Ríos comprende dos subsectores bien diferenciados:

- 1) Industrialización primaria: procesa los rollizos y elabora madera en bruto.

2) Industrialización de remanufactura que se la puede dividir en 3 categorías:

- a) Productos de bajo valor agregado como cajones, pallet y bins.
- b) Productos de valor agregado medio como pisos de madera, decks, machimbres y tranqueras.
- c) Productos de alto valor agregado como aberturas, muebles, vigas multilaminadas, tableros, entre otros.

Con relación al aprovechamiento de los residuos para la producción de energía con biomasa solo son aprovechados los residuos de la industrialización primaria. Buena parte de los aserraderos cuentan con descortezadoras y máquinas chipeadoras, y su resultado es comercializado para diferentes procesos industriales. En aquellos aserraderos que no poseen dichas máquinas el residuo es enviado a chipeadoras de terceros, como las existentes en las ciudades de Federación, Villa del Rosario, Ubajay y Concordia.



Ilustración 8 - Localización de Aserraderos en la Provincia de Entre Ríos

Fuente: Informe Del Relevamiento Censal En La Provincia De Entre Ríos - Región Mesopotámica Del Ministerio De Agroindustria De La Nación.

3.2.2.2 Cantidad disponible de biomasa subproductos de aserraderos

En varias situaciones los subproductos se los considera como residuos, a pesar de que tengan una posibilidad de utilización. En el caso de los aserraderos, los mismos tienen

un valor potencial de mercado para su uso en diferentes procesos industriales. Los subproductos son el aserrín, la viruta, los despuntes y los costaneros de los rollizos. En la provincia se pudo observar un alto porcentaje de aserraderos que comercializan sus subproductos como chips, aserrín y costaneros, existiendo por lo menos dos empresas foresto industriales de tableros de fibra y partículas, que compran dichos productos. También hay empresas de celulosa y tableros de partículas que están fuera de la provincia y compran los subproductos generados en toda esta región.

3.2.2.3 Precio y competencia por la biomasa

Como se vio anteriormente la materia prima originaria se encuentra íntimamente ligada a los subproductos de la industria de la madera. De estos subproductos se utilizan dos tipos de recursos de distintas características:

- a) recursos que actualmente tienen mercado: el chip.
- b) recursos que en la actualidad son desperdicios: residuos de monte.

Para el primer caso, chip de eucaliptus, como se introduce en el punto anterior, los aserraderos comercializan el subproducto, a empresas de celulosa y productoras de tableros con partículas. Esto establece un contexto de competencia sobre la materia prima de chip y el condicionamiento para la fijación del precio de la materia prima, que se valúa en U\$D por tonelada (U\$D/ton.). Considerando que los aserraderos no aceptarían cobrar un precio más bajo que el que estas industrias le están pagando, aquí se establece un precio mínimo o base para este tipo de recurso.

De los relevamientos que se hizo por el equipo del estudio del proyecto, donde se hizo una reunión para revisar la disponibilidad de biomasa y su valoración con los productores, **estos establecieron un precio de U\$D 12 por tonelada de chip** y un compromiso de abastecimiento de 20 años.

Para el caso b) donde el recurso son los residuos que quedan en el campo luego del desmonte, usualmente son quemados porque a los productores forestales les resulta demasiado costoso retirarlo y limpiar el campo. Entonces para que este recurso biomásico esté disponible, el principal costo es la logística desde el campo hasta la

planta. Para el productor forestal es un gran beneficio que alguien se ocupe de recolectar todos esos residuos y llevárselos. Asimismo, se disminuye el impacto medioambiental porque ya no son quemados a cielo abierto. Adecuar este recurso para que quede disponible para ser ingresado en la caldera de la planta generadora entonces implica: recolectarlo, chipearlo in situ, transportarlo hasta la planta, descargarlo y almacenarlo. Según lo relevado con los productores forestales, todo este proceso le da un **costo a la materia prima de U\$D 17 por tonelada de rezago de desmonte chipearlo**, también con un compromiso de abastecimiento de 20 años.

En resumen, el precio del mercado de la biomasa de eucaliptus para utilizar como materia para el proyecto es:

- a) Chip producido por los aserraderos: **U\$D 12 por tonelada por 20 años.**
- b) Residuos de monte: **U\$D 17 por tonelada por 20 años.**

Es de relevancia que el compromiso sea a 20 años, teniendo en consideración que los contratos de abastecimientos que se firman con CAMMESA son a 20 años y, por otra parte, se garantiza el principal factor de riesgo de un proyecto de este tipo: el abastecimiento de biomasa.

Haciendo una comparativa y utilizando la metodología de minimizar costos y maximizar ganancias, para el proyecto se definió utilizar la cotización de residuos de chip producido por los aserraderos: **U\$D 12 por tonelada que ofrecen los aserraderos.**

3.3 Proceso técnico, inversión requerida y costos de operación

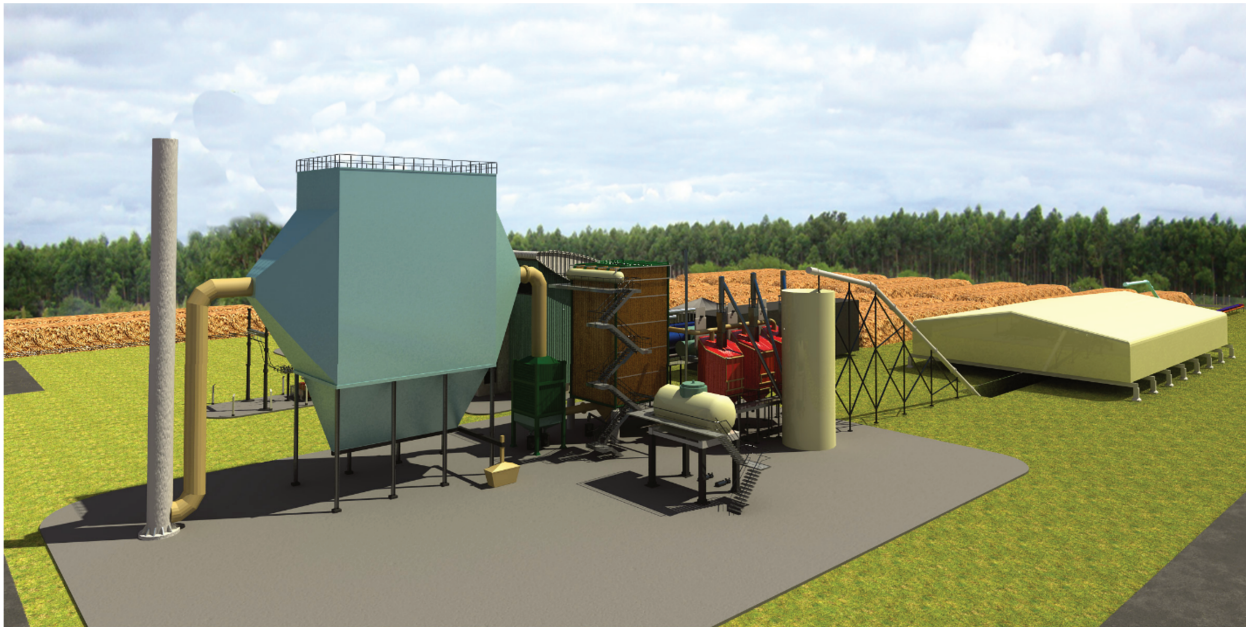


Ilustración 9 - Representación 3D del Diseño de la Planta

Fuente: Enersa

La potencia disponible a partir de la central proyectada será de 4 MW para lo que se estipula una caldera para astillas de media presión y planta de cogeneración de electricidad con turbina de vapor, en la siguiente alternativa:

Generar la potencia eléctrica demandada (hasta 4 MW) más el vapor de proceso, con una turbina de extracción / condensación. La prioridad es generar electricidad, y secundariamente enviar vapor de baja presión a la planta, como coproducto de la generación eléctrica. Dicho vapor puede ser utilizado en el mismo parque Industrial de Ubajay para secado de madera, también puede ser utilizado en baja presión para calefacción como agua caliente con un intercambiador previo y se puede pensar en un parque termal para la ciudad. En este estudio el aprovechamiento del vapor producido por la planta generadora esta fuera del alcance de este trabajo.

El área necesaria es de 5 hectáreas y el patio de acopio de madera y el equipo de astillado se pueden ubicar juntos, área necesaria es de aproximadamente 100 x 100 mts.

3.3.1 Módulos necesarios

- Caldera de 20 MWt para producir 28 toneladas /hora de vapor a 42 Bar, sobrecalentado a 450 grados centígrados.
- Turbogenerador de 4 MWe (4,5 MVA) con extracción de 12 tv/h a 10 Bar
- Aerocondensador de 12 MWt o en su mejor aprovechamiento cogenerar agua caliente para uso de calefacción en la ciudad.
- Planta de desmineralización de agua de alimentación
- Subestación transformadora de 4,5 MVA a la tensión requerida en MT (13,2 o 33 kv)

3.3.2 Integración con las redes actuales de electricidad

La integración para permitir la inyección de energía generada será conectando el generador a la red de 33 KV perteneciente a Enersa y entregar toda la energía generada.

3.3.3 Consumos de biomasa

Se calcula un consumo de 8 toneladas de chip por hora, o 69 mil ton/año trabajando 30 días por mes a 24 hs. Esto equivale a la producción anual de madera de 2.676 Ha plantadas con eucaliptos.

3.3.4 Capacidades de producción de vapor y electricidad

Tabla 6 - Capacidad de producción

	OPCIONES	De Máxima
Potencia eléctrica	MW	4
Uso Anual	horas	8.640
Generación de electricidad	MWH	34.339
Generación de Vapor	t/h	28
Consumo de Chips	t a 50%	68.336
Área de plantación cosechada	Ha	2.676

3.3.5 Decisiones de Estructura e Inversiones en Activo Fijo, CAPEX - Inversión Inicial

A continuación, en la siguiente tabla se detalla los costos que componen el capital inicial de la inversión los mismo incluyen los costos de importación en caso de corresponder.

Tabla 7 CAPEX

id	Descripción	Costo en USD	% del total
1	Generador de vapor 28 ton/h a 68 bar y 480 °C	\$ 4.059.389,86	33,0%
2	Turbo generador 16,4 MW	\$ 2.860.128,66	23,3%
3	Condensador	\$ 40.670,16	0,3%
4	Sistema de tratamiento de agua	\$ 173.496,34	1,4%
5	Sistema agua de enfriamiento	\$ 324.090,30	2,6%
6	Sistema de alimentación de agua a caldera	\$ 159.884,55	1,3%
7	Colectores de vapor, cañerías y accesorios	\$ 355.863,86	2,9%
8	Sistema de alimentación de biomasa	\$ 958.290,53	7,8%
9	Sistema de aire comprimido	\$ 17.284,82	0,1%
10	Instrumentación y control	\$ 108.030,10	0,9%
11	Sistema de Incendio	\$ 172.848,16	1,4%
12	Puente grúa 20 ton	\$ 19.064,14	0,2%
13	Estructuras metálicas, bases, soportes, etc.	\$ 12.963,61	0,1%
14	Secadero y varios	\$ 241.987,42	2,0%
15	Celdas de 13,2 kV	\$ 73.460,47	0,6%

16	Tableros	\$	51.854,45	0,4%
17	Transformador de servicios Auxiliares	\$	12.201,05	0,1%
18	Transformador 13/33	\$	58.463,35	0,5%
19	Cables de Comando y Fuerza Motriz, bandejas, accesorios, etc.	\$	33.044,50	0,3%
20	Iluminación	\$	11.692,67	0,1%
21	Ductos de barras 13,2 kV.	\$	22.114,40	0,2%
22	Protecciones auxiliares	\$	9.150,78	0,1%
23	SCADA (incluye el Hardware)	\$	17.793,19	0,1%
24	Cargador de baterías	\$	11.184,29	0,1%
25	Comunicación SMEC	\$	15.251,31	0,1%
26	Instalación eléctrica edificio	\$	4.321,20	0,0%
27	Seccionador c/pat. Salida de línea	\$	5.083,77	0,0%
28	Pórtico salida de línea	\$	5.083,77	0,0%
29	Accesorios de montaje	\$	3.050,26	0,0%
30	Sistema de PAT planta	\$	12.658,59	0,1%
31	Celdas de 33 kV	\$	91.507,85	0,7%
32	Trabajos preliminares	\$	90.843,68	0,7%
33	Pavimentos	\$	428.589,60	3,5%
34	Bases de equipos	\$	176.645,14	1,4%
35	Tanque cisterna	\$	25.917,77	0,2%
36	Sala de máquinas y cuarto de control	\$	331.488,48	2,7%

37	Taller de reparaciones	\$ 13.544,33	0,1%
38	Cámara séptica	\$ 857,20	0,0%
39	Brocal del pozo	\$ 366,48	0,0%
40	Instalación depuradora	\$ 1.478,86	0,0%
41	Parquización	\$ 7.625,65	0,1%
42	Balanza	\$ 13.687,07	0,1%
43	Montaje, consumibles, ensayos, puesta en marcha, etc.	\$ 1.249.804,03	10,2%
Total		\$ 12.282.756,68	100,0%

Se observa que de 43 ítems del CAPEX, solo 6 componentes representan el 80% de la inversión inicial total. Y Solo 2, representan el 55 %: el generador y la caldera. A continuación, se muestran los mismos en una extracción de la tabla anterior. Estos son los recursos clave del proyecto y los de mayor sensibilidad, ya que un aumento o disminución de los costos de estos podrían afectar el resultado del proyecto.

Tabla 8 Recursos Clave del CAPEX

id	Descripción	Costo en USD	% del total
1	Generador de vapor 28 ton/h a 42 bar (Caldera)	\$ 4.059.389,86	33,0%
2	Turbo generador 4 MW	\$ 2.860.128,66	23,3%
5	Sistema agua de enfriamiento	\$ 324.090,30	2,6%
7	Colectores de vapor, cañerías y accesorios	\$ 355.863,86	2,9%
8	Sistema de alimentación de biomasa	\$ 958.290,53	7,8%
43	Montaje, consumibles, ensayos, puesta en marcha, etc.	\$ 1.249.804,03	10,2%

3.3.6 Costos de Operación y Mantenimiento

Para la operación de una central de biomasa del volumen propuesto es necesario contar con personal fijo en planta. Se prevé un total de 10 persona contratadas.

3 operadores en 3 turnos y un jefe de planta. El costo promedio por cada operador es de U\$D 10.000, en total: U\$D 100.000 al año.

Respecto al costo de mantenimiento se proyecta un 3% sobre el total de la inversión inicial al año, esto representa U\$D 360.000.

3.3.7 Estructuración de abastecimiento de materia prima y proveedores.

La materia prima es el recurso clave en la etapa de operatividad del proyecto. A continuación, se presentan los aspectos críticos respecto a esta.

3.3.7.1 Disponibilidad de la materia prima

La central de energía eléctrica debe encontrarse en funcionamiento el 98% del tiempo durante todo el año. Ese 2% anual, es el período de tiempo que en el que se le realizan paradas de mantenimiento. Para alcanzar este 98%, el abastecimiento de biomasa ininterrumpido a la planta es un factor crítico y el principal factor de riesgo. No solo tiene que poder entregarse la cantidad de biomasa necesaria para que la planta no interrumpa su funcionamiento, sino que además, la misma debe ser entregada bajo un determinado condiciones calidad, de otra manera se vería afectado el funcionamiento de la caldera y la energía entregada al generador, esto es;

1. Humedad inferior al 50%
2. Concentración de aserrín menor al 5%

3.3.8 Contratos de abastecimiento de materia prima

Asegurar la provisión de biomasa durante el mismo período que se firme el contrato de abastecimiento con CAMMESA, es clave. Es decir, dejar calzado el contrato con los proveedores en el mismo periodo que el contrato con el comprador de la energía en el mercado.

Para este caso los contratos ofrecidos en la licitación del MiniRen 3 son a 20 años a un precio fijo en dólares. Por lo que los contratos a cerrar con los proveedores son por la misma cantidad de años

3.3.9 Beneficios impositivos para el escenario MiniRen

Para desarrollar este apartado, se consolidó la información recabada hasta el momento. A partir de estos datos, se efectuaron proyecciones pertinentes. Una ventaja significativa del proyecto es su definido horizonte temporal de 20 años. Tal como se mencionó anteriormente, existe una garantía de compra mediante un contrato a 20 años en dólares, respaldado por el Banco Mundial, para el caso de conseguir la adjudicación de la licitación. Esta certeza brinda la base adecuada para considerar dicho periodo como horizonte de análisis.

En esta instancia se determina la incidencia de impuestos y subsidios. Como política de fomento el programa MiniRen 3 incluye dos beneficios fiscales que inciden de manera beneficiosa sobre la rentabilidad del proyecto. Esto es para el caso de participar y ganar en MiniRen, para el MATER no existen tales beneficios. Estos son:

1. **Amortización acelerada del impuesto a las ganancias (IG).** Este beneficio permite reducir el período de amortización del IG a la mitad. Para este caso el período de amortización es 20 años, y el periodo acelerado queda en 10 años. Este valor de amortización o depreciación, mayor durante los primeros 10 años, genera que la erogación por impuesto a las ganancias sea reducida.
2. **Devolución anticipada del IVA.** Este beneficio consiste en el percibimiento del total del IVA 21% en el primer período, permitiendo ignorar el IVA en el proyecto.

3.4 Costo de Capital

Según lo revisado en la sección 2.5 y considerando que:

1. este tipo de proyectos de inversión y el modelo de subastas de energías renovables es bien conocido mundialmente.

2. El proyecto y su encuadre esta valorizado y determinado en dólares americanos.
3. La subasta es nacional e internacional
4. Se cuenta con información del mercado de referencia

Se consideró acertado utilizar el modelo de CAPM, donde se suman los factores de riesgo de Argentina y propios del tipo de inversión.

- a. Tasa libre de riesgo (Rf): 2,96% - Es la tasa promedio aritmético de 2019 de los bonos del tesoro de Estados Unidos: T- Bond a 10 años.
- b. Prima de riesgo (Rp); 4.54%, es la prima implícita en los rendimientos del índice S&P en el período 1928 – 2016 cuando se supone la tasa libre de riesgo determinada en el punto anterior.
- c. Beta, se utilizará el Beta unlevered de la industria como representativa del riesgo operativo del proyecto. La industria es: Green & Renewable Energy: 0.68
- d. Prima por riesgo país: 902 pb

$$\text{Cálculo de } K_e = 2,6\% + 4,54 * 0,68 + 9,02\% = 14,70\%$$

El costo de capital calculado arroja como resultado un 14,70%,

3.5 Retornos, valores futuros posibles

En la presente sección se realiza la evaluación de los escenarios planteados para alcanzar los objetivos propuestos. El primero se refiere a el análisis del Mercado a Término de Energía Renovable y el otro a la participación en las licitaciones de precios MiniRen.

3.5.1 Evaluación respecto al Mercado a Término de Energías Renovables (MATER)

El mercado a término de energías renovables permite tener un libre comercio de energía limpia sin la necesidad de tener un contrato de abastecimiento de energía con CAMMESA. Esto posibilita el libre acuerdo de comercialización de energía (PPA) entre privados.

Los contratos están regulados por la resolución de Secretaría de Energía de la Nación 281/2016 que indica como instrumentar estos acuerdos entre privados. No obstante, CAMMESA debe ser notificada de estos acuerdos para programar sus despachos, ya que la energía generada por fuentes renovables tiene la característica de no tener potencia firme, es decir, su producción no es continua y pareja, sino que depende de las condiciones de su fuente renovable, como el tiempo de heliofanía o las medidas de viento.

3.5.1.1 Precios de Comercialización del MATER

Según información relevada por la Cámara de Industria y Comercio Argentino Alemana, los precios negociados en el MATER entre 2021 y 2022 se encuentran en el siguiente rango de dispersión:

Tabla 9 - Amplitud de precios de PPA en el MATER

MAX	82 USD/MWh
MIN	43 USD/MWh

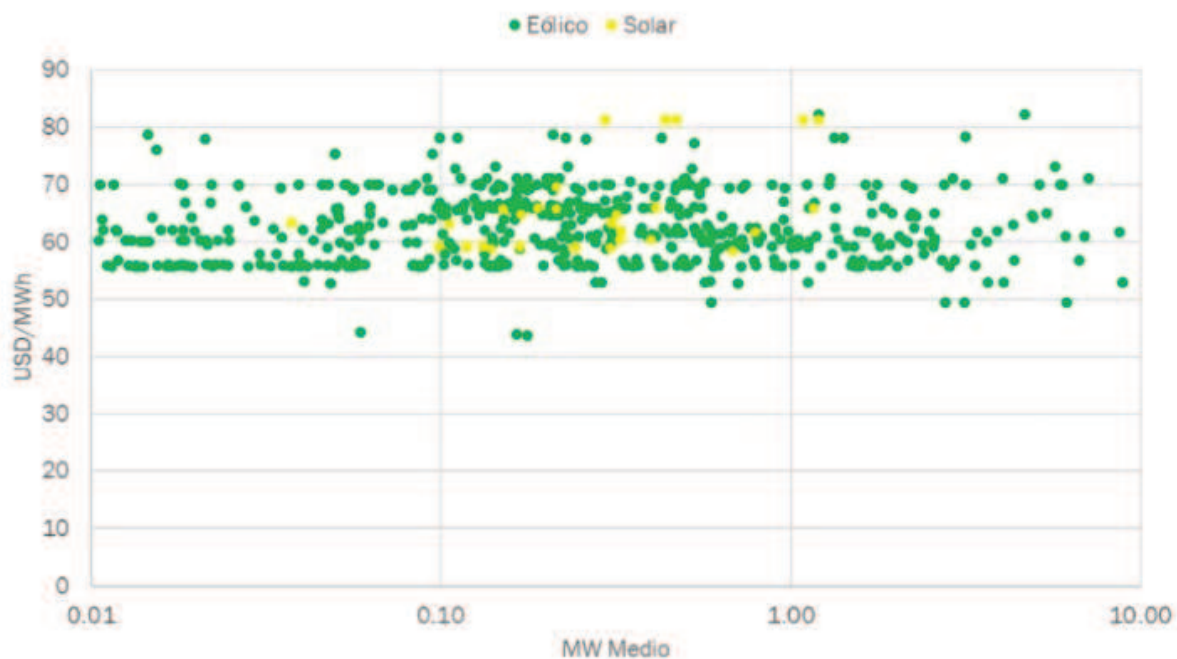


Ilustración 10 - Dispersión de precios negociados en el MATER

A continuación se resalta con un recuadro rojo, en el mismo gráfico, el área con mayor concentración de los precios negociados se encuentra entre USD 55 y USD 70.

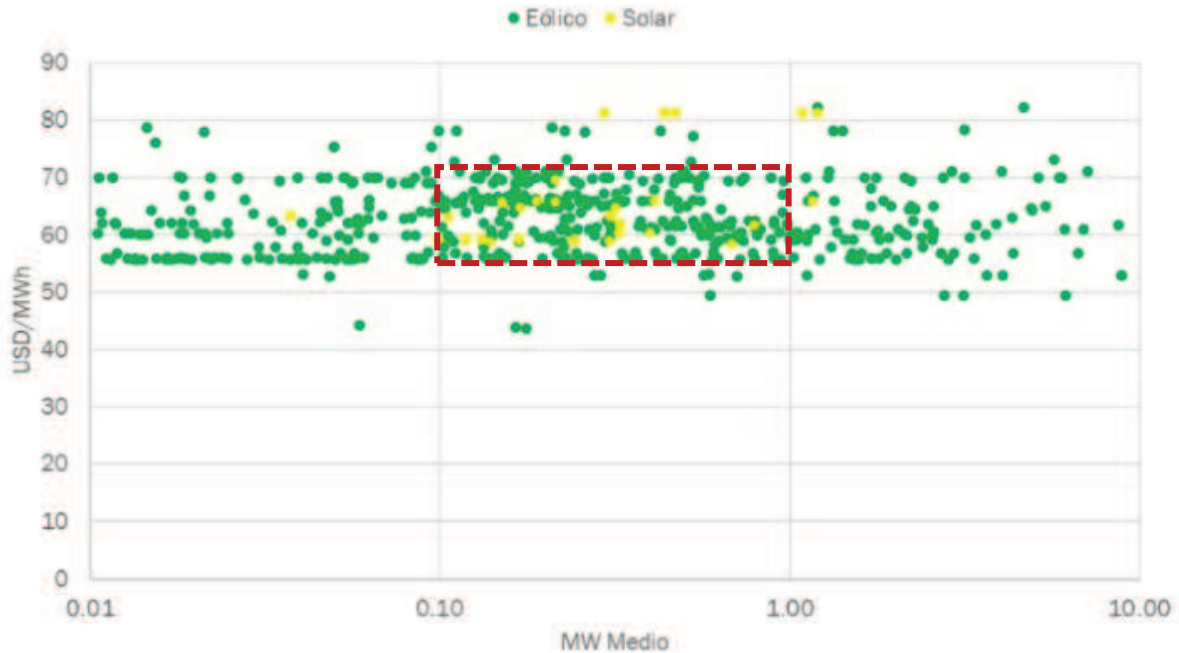


Ilustración 11 - Principal concentración de precios negociados en el MATER

En el gráfico de dispersión se puede observar que solo se hace referencia a las tecnologías de fuente solar y eólico. Esto se debe a que son las únicas disponibles en el mercado a término; no hay biomasa en el MATER, ni antecedentes de precios negociados en esta tecnología.

No obstante, este dato (el de la tecnología) no es condicionante o restrictivo para tomar estos precios como referencia del libre comercio de energía renovable. Ya que, lo que se negocia en el MATER es la energía independiente de que fuente renovable provenga. La eficiencia y la tecnología del proveedor de energía corre por su propia cuenta, cuanto más eficiente más conveniente. Es decir, en el libre mercado compiten de igual manera la solar, eólica, biomasa y cualquier otra. Claramente hay tecnologías más eficientes que otras y proporcionan la energía con distintas características de itinerancia.

Con este análisis se obtienen dos asunciones:

- a. Los precios negociados en el MATER reflejan la realidad de los precios de mercado. Es el precio genuino al que responde la oferta y la demanda. Esto se encuentra presentado en el diagrama de dispersión anterior.
- b. La notable diferencia con los precios ofrecidos por el MiniRen evidencia el nivel de subsidio a la política energética de implementación de energía renovable con fuente biomásica.

3.5.1.2 Definición del precio para evaluar el proyecto en el escenario del MATER

Dada la información anterior, a continuación, se ha tomado el criterio de valuar el proyecto con un promedio del rango más probable presentado anteriormente: [55 – 70]

Por lo tanto, el cálculo del precio más probable que ha sido negociado en el MATER será:

$$\text{Precio MATER} = \frac{55 + 70}{2} = 62,2 \text{ USD/MWh}$$

Entonces para evaluar el escenario del precio en el MATER se tomará el precio de referencia calculado: **62,2 USD/MWh**. Este indicará el resultado más probable al que se pueda negociar un contrato.

3.5.1.3 Cálculo del FF, VAN y TIR con el precio del escenario del MATER

En la tabla a continuación se visualizan el valor de todos los parámetros ingresados para realizar el cálculo del flujo de fondo:

Tabla 10 - Parámetros de referencia para el cálculo de todos los FF

Parámetro	Valor	Unidad de medida
Biomasa disponible	240	Tn
Biomasa disponible usable	192	Tn
Cantidad de chip necesario x MWH	2	Tn
Horas de generación por día	24	Horas
Cantidad de chip x día x MWh	48	Tn
Limite MAX de MWh x día	4	MWh
Cant. de días del año	365	Días
Cant. de días en funcionamiento	358	Días
Horas de generación por año	8.585	Horas
Total de Energía generada por año	34.339	Mw/h
Precio del MWh	62,2	USD
Venta total de Energía anual	2.815.814	USD
Capital Inicial	12.282.757	USD
Precio Chips x Tn.	12	USD/t n
Costo anual de chips	824.141	USD
Mano de obra 10 personas	100.000	USD
Mantenimiento	360.000	USD
Interés	982.621	USD
Costo de amortización	1.228.276	USD
Tasa de descuento	14,70%	
Impuesto a las Ganancias	25%	
IVA	21%	

En la tabla anterior se encuentra resaltada la fila correspondiente al valor de la energía con color naranja. Como el resto de los parámetros en la tabla, ya fueron calculados y permanecerán fijos, durante todo el análisis de este trabajo, de aquí en adelante, no se repetirá la información para cada cálculo de FF y se dejarán registrados los valores de referencia en este apartado. **El análisis se centrará en la variación del precio de la energía.**

Para este caso el flujo de fondo quedaría como muestra la siguiente tabla:

Tabla 12 - FF escenario de venta en MATER

Período	Año	Co	Vtas.	Cto. Biomosas	Contribución Marginal	Costo OyM	Amortización	EBIT	Impuestos	NOPLAT	Amortización2	Devolución Anticipada de IVA	FF Libre
0	2022	-12,3											
1	2023		2,15	-0,82	1,32	-0,46	-0,62	0,24	-0,06	0,18	0,62		0,79
2	2024		2,15	-0,82	1,32	-0,46	-0,62	0,24	-0,06	0,18	0,62		0,79
3	2025		2,15	-0,82	1,32	-0,46	-0,62	0,24	-0,06	0,18	0,62		0,79
4	2026		2,15	-0,82	1,32	-0,46	-0,62	0,24	-0,06	0,18	0,62		0,79
5	2027		2,15	-0,82	1,32	-0,46	-0,62	0,24	-0,06	0,18	0,62		0,79
6	2028		2,15	-0,82	1,32	-0,46	-0,62	0,24	-0,06	0,18	0,62		0,79
7	2029		2,15	-0,82	1,32	-0,46	-0,62	0,24	-0,06	0,18	0,62		0,79
8	2030		2,15	-0,82	1,32	-0,46	-0,62	0,24	-0,06	0,18	0,62		0,79
9	2031		2,15	-0,82	1,32	-0,46	-0,62	0,24	-0,06	0,18	0,62		0,79
10	2032		2,15	-0,82	1,32	-0,46	-0,62	0,24	-0,06	0,18	0,62		0,79
11	2033		2,15	-0,82	1,32	-0,46	-0,62	0,24	-0,06	0,18	0,62		0,79
12	2034		2,15	-0,82	1,32	-0,46	-0,62	0,24	-0,06	0,18	0,62		0,79
13	2035		2,15	-0,82	1,32	-0,46	-0,62	0,24	-0,06	0,18	0,62		0,79
14	2036		2,15	-0,82	1,32	-0,46	-0,62	0,24	-0,06	0,18	0,62		0,79
15	2037		2,15	-0,82	1,32	-0,46	-0,62	0,24	-0,06	0,18	0,62		0,79
16	2038		2,15	-0,82	1,32	-0,46	-0,62	0,24	-0,06	0,18	0,62		0,79
17	2039		2,15	-0,82	1,32	-0,46	-0,62	0,24	-0,06	0,18	0,62		0,79
18	2040		2,15	-0,82	1,32	-0,46	-0,62	0,24	-0,06	0,18	0,62		0,79
19	2041		2,15	-0,82	1,32	-0,46	-0,62	0,24	-0,06	0,18	0,62		0,79
20	2042		2,15	-0,82	1,32	-0,46	-0,62	0,24	-0,06	0,18	0,62		0,79

(Valores expresados en Millones)

Con el precio de la energía a 62,2 USD, se calculan los indicadores financieros VAN y TIR sobre el FF .

Dado el flujo de fondos previamente presentado, con un capital inicial de \$12.282.757 y un flujo de fondos libre proyectado de \$792.353 para cada uno de los 20 períodos, y considerando un costo de capital del 14,70%, procedemos a efectuar los cálculos conforme a lo expuesto en la sección 2.6.

$$VP = \sum_{t=1}^{20} \frac{792.353_t}{(1 + 0,147)^t} = 5.043.151$$

$$VPN = -12.282.757 + \sum_{t=1}^{20} \frac{792.353_t}{(1 + 0,147)^t} = - 7.239.606$$

$$TIR = 12.282.757 - \sum_{t=1}^{20} \frac{792.353_t}{(1 + TIR)^t} = 2,56\%$$

Análisis del resultado de los indicadores

Se observa que el valor del VAN es negativo. Esto significa que, con el precio más probable para negociar en el MATER, el proyecto no es viable desde el punto de vista financiero.

También se puede verificar con el cálculo de la Tasa Interna de Retorno (TIR), cuyo resultado se encuentra más de 9 puntos porcentuales por debajo de la tasa de descuento que se le requiere al proyecto, cuyo valor es 14,70%

3.5.2 Evaluación respecto a la presentación a la subasta de precios de Energía Renovable MinRen

En la sección anterior se pudo ver y demostrar que no es conveniente evaluar la posibilidad de comercializar la energía producida por la planta en el Mercado a Término de Energía renovable ya que el precio de la energía que allí se pudiese

comercializar no era lo suficientemente alto para tener un retorno de la inversión que produzca rentabilidad.

A continuación, en la presente sección, se va a evaluar la otra alternativa: **participar en una subasta de precios de energía renovable MiniRen**. Esta última posibilidad tiene características tales que es posible y conveniente utilizar la teoría de valuación de opciones reales para la toma de decisiones, como se presentó en los capítulos iniciales.

3.5.3 Cálculo del Precio y la Probabilidad de Ganar la Licitación

Considerando que el despacho de energía está garantizado, esto significa que a la planta le será comprada toda la energía que produzca, la venta de energía está directamente asociada a: a) el rendimiento de la planta generadora; b) la cantidad de tiempo que esté en funcionamiento la planta, según lo proyectado 98% del tiempo; c) al precio de venta de energía.

En la licitación el precio máximo ofrecido es de USD 110 por MWh, esto significa que:

1. El precio de venta de la energía no podrá ser mayor
2. Se deberá optimizar los costos para ser competitivos en la licitación y encontrar un valor menor o igual.

El precio que se elija para presentarse a la licitación es el factor determinante respecto al resultado de la compulsa de precios. Ya que es el único parámetro que entra en competencia para la licitación: USD por MWh.

Como se vio en el capítulo sobre el encuadre legal, las reglas para presentar oferta según lo establecido por la Secretaría de Energía de la Nación (SEN), establecen que el monto máximo a ofertar es de 110 USD/MWh. Ello establece una restricción de máxima para la fijación del precio y al mismo tiempo sirve de referencia para entender cuál es el precio de mercado que se está manejando.

Sin embargo, se entiende que, si se opta por licitar con el precio máximo permitido, hay pocas probabilidades de ser adjudicatario del PPA, pero en caso poco probable que sucediese, la ganancia sería máxima. Por otra parte, presentar un precio demasiado bajo, presentaría probabilidades mayores de ganar la licitación, pero el margen de ganancia sería demasiado ajustado.

Por lo mencionado anteriormente, es necesario establecer un criterio y definir un precio que genere un margen de ganancia razonable y que sea lo suficientemente competitivo para salir adjudicado.

Para esto se recopiló información disponible en el portal de la Secretaría de Energía de la Nación, de rondas anteriores en base a la tecnología de Biomasa. La

información accedida, establece el detalle de los precios que salieron adjudicados anteriormente, generando una masa crítica de resultados lo suficientemente grande como para establecer cuál es el precio más probable de adjudicarse.

A continuación, se presenta el antecedente del listado de proyectos adjudicados:

Tabla 13 - Antecedentes de proyectos adjudicados con sus respectivos precios negociados

Provincia	Razón Social	Potencia MW	Precio USD/MWh
Corrientes	PAPELERA MEDITERRÁNEA / LUCENA	12,5	110
Misiones	PINDÓ	2	109,78
Tucumán	COMPAÑÍA INVERSORA INDUSTRIAL S.A.	2	107,1
Córdoba	PRODEMAN S.A.	9	107,6
Corrientes	SANTO TOME KUERA S.A.	12,92	107,64
Córdoba	LORENZATI, RUETSCH Y CIA. S.A.	3	102
Corrientes	FORESTADORA TAPEBICUA S.A.	3	103
Buenos Aires	GLOBAL DOMINION ACCES	7	109,75
Santa Fe	GLOBAL DOMINION ACCES	7	110
Chaco	UNITAN S.A.I.C.A.	6,6	105,67
Corrientes	FUENTES RENOVABLES DE ENERGIA S.A.	37	106,5
Córdoba	EMERALD RESOURCES SRL	0,5	106,34
Tucumán	GENNEIA S.A.	19	107,33
Formosa	BIOTERMICA LAS LOMITAS S.A.	10	107,1
Chaco	INDUNOR S.A.	10	105,85
Formosa	PEGNI SOLUTIONS S.A.	6	103
Misiones	MOLINO MATILDE S.A.	3	106,43
Buenos Aires	GRANJA TRES ARROYOS S.A.C.A.F.I.	7,2	106,55

La dispersión de estos datos se puede apreciar gráficamente en un diagrama como el siguiente:

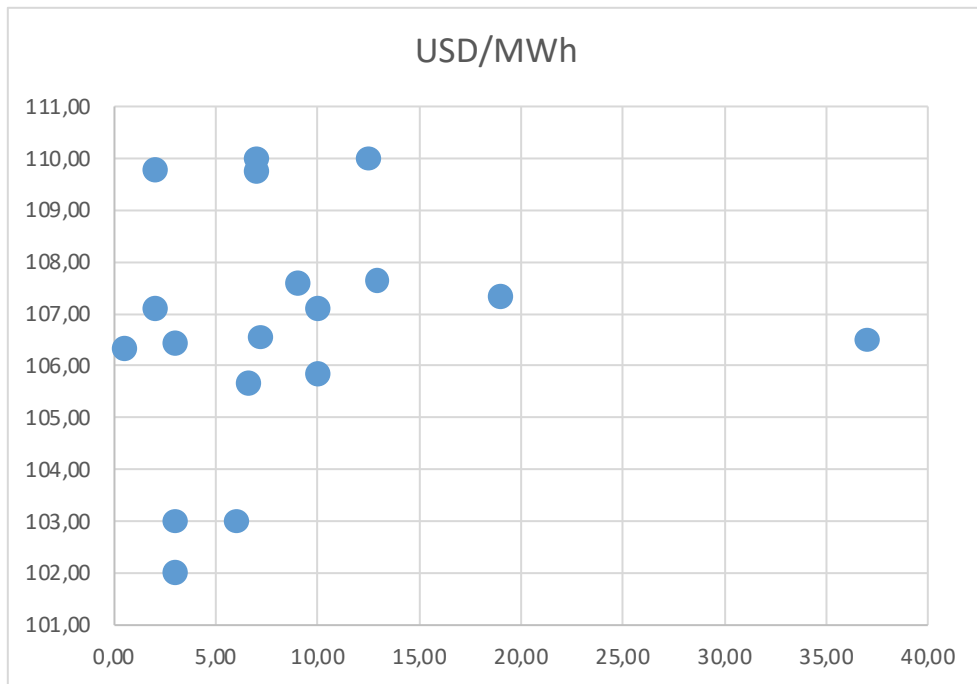


Ilustración 12 - Diagrama de dispersión de antecedentes de precios adjudicados en biomasa

En el eje horizontal se encuentra la potencia ofertada medida en MW. En el eje vertical se observan los precios adjudicados en dólares.

Ya que para este caso la variable de la potencia a ofertar no es un factor que se tenga en cuenta al momento de adjudicar, se aísla y se observa como la dispersión de precios se concentra con mayor fuerza entre los 106 y 107 USD/MWh

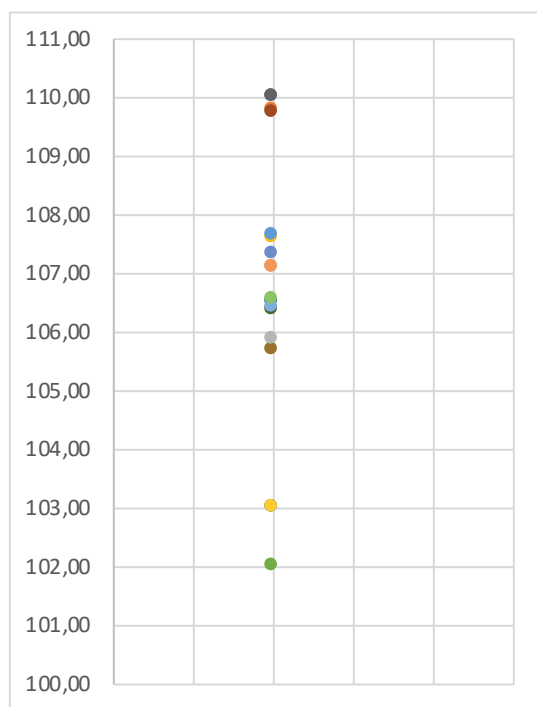


Ilustración 13 - Amplitud de precios y rangos de precios adjudicados en biomasa en rondas anteriores

A continuación, se presenta un análisis de estadística predictiva para la obtención de las probabilidades y cuál puede ser el precio más probable a ser adjudicado.

En primera instancia se toman los límites inferiores y superiores del universo de datos: mínimo y máximo.

Tabla 14 - Datos estadísticos de los antecedentes adjudicados

Universo	18
MAX	110
MIN	102
MODA	107
MEDIA	106,76

También en la tabla anterior se realiza el cálculo del promedio aritmético y la moda para tener referencia sobre donde se comienzan a concentrar los valores más probables.

A continuación, se presenta una tabla de frecuencia. En la misma se ve reflejado cuantas veces ocurrió la adjudicación de cada precio.

Tabla 15 - Frecuencia de los precios en adjudicaciones anteriores

Precio	Frecuencia	Probabilidad de Ocurrencia
102	1	6%
103	2	11%
105	2	11%
106	4	22%
107	5	28%
109	2	11%
110	2	11%

En base a la información anterior es posible confeccionar un histograma de frecuencias que permite visualizar de manera gráfica donde se concentran los valores que tienen mayor frecuencia, ergo aquellos con mayor probabilidad

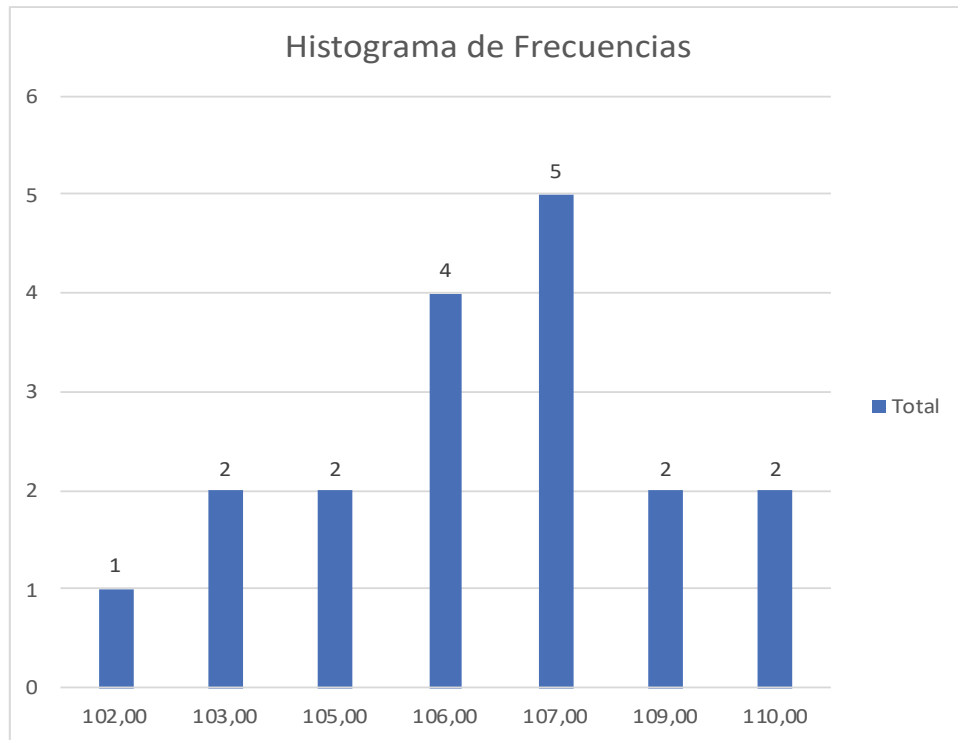


Ilustración 14 - Histograma de frecuencias de precios adjudicados en rondas anteriores

Los casos con mayor frecuencia se dan entre los valores 106 y 107 USD/MWh

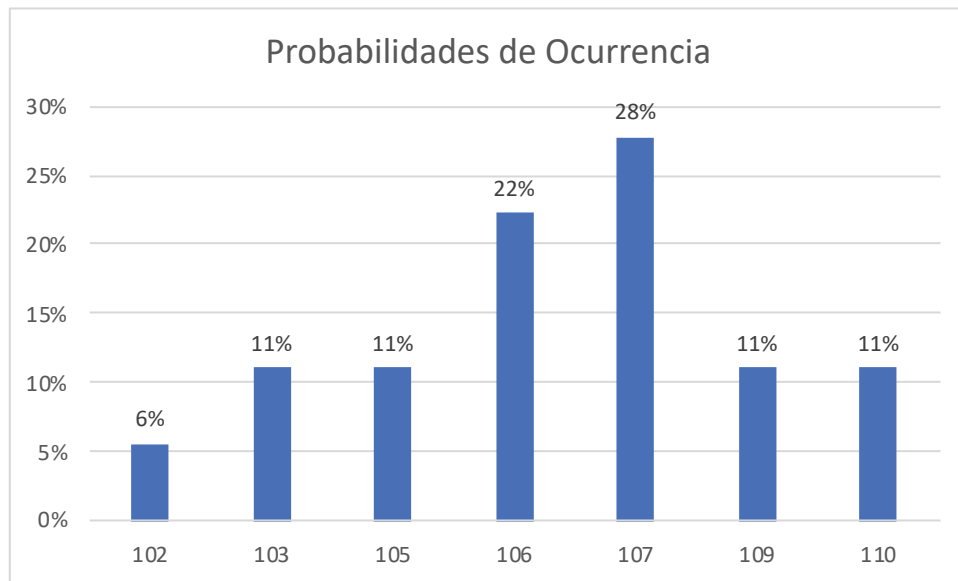


Ilustración 15 - Probabilidad de ocurrencia de los precios analizados

El análisis estadístico arroja como resultado que de manera sobresaliente las mayores probabilidades de ser adjudicado se encuentran entre 106 con $P = 22\%$ y en 107 con $P = 28\%$. Es decir que las probabilidades de estos dos valores sumadas dan $P = 50\%$.

Con esta información se puede concluir que hay dos valores que marcan una clara tendencia con mayores probabilidades. Sin embargo, para este trabajo es necesario determinar un solo precio para adjudicar.

Este se calculará realizando un promedio ponderado según las probabilidades aisladas de 106 y 107, de la siguiente manera:

Tabla 16- Probabilidades para la ponderación del precio resultante

Precios	Frecuencia	Probabilidad
106	4	44%
107	5	56%
Total	9	100%

$$\text{Precio para licitar} = (106 * 0,44) + (107 * 0,56) = 106,56$$

Dado que el *precio para licitar* definido se ubica entre 106 y 107, y considerando que estos valores, al sumarse, representan una probabilidad conjunta del 50% de

adjudicación, se puede concluir que el precio propuesto para licitar posee una probabilidad equivalente. **Es decir, del 50% de probabilidades de ser adjudicado.**

Se observa que el precio calculado es de 106,56 USD/MWh. El cálculo de este valor se puede reforzar comentando que si se vuelve atrás a ver el valor de la MEDIA calculado (106,76) se encuentra bastante aproximado, lo que sugiere que el cálculo realizado es el que tiene mayores probabilidades.

3.5.4 Cálculo del FF, VAN y TIR con el precio del escenario del MiniRen

Como se presentó en la sección anterior el precio calculado a ofertar en la subasta según es **106,56 /MWh.**

Siguiendo con la misma metodología que se procede a realizar el cálculo del VAN para saber si el proyecto es rentable ante máximo precio y mejor caso posible.

A continuación, se presenta el flujo de fondos calculado:

Para este caso el flujo de fondo quedaría como muestra la siguiente tabla:

Tabla 17 - FF del escenario MiniRen

Periodo	Año	Co	Vtas.	Cto. Biomosas	Contribución Marginal	Costo OyM	Amortización	EBIT	Impuestos	NOPLAT	Amortización2	Devolución Anticipada de IVA	FF Libre
0	2022	-12,28											
1	2023		3,66	-0,82	2,84	-0,46	-1,23	1,15	-0,29	0,86	1,23	2,58	4,67
2	2024		3,66	-0,82	2,84	-0,46	-1,23	1,15	-0,29	0,86	1,23	0	2,09
3	2025		3,66	-0,82	2,84	-0,46	-1,23	1,15	-0,29	0,86	1,23	0	2,09
4	2026		3,66	-0,82	2,84	-0,46	-1,23	1,15	-0,29	0,86	1,23	0	2,09
5	2027		3,66	-0,82	2,84	-0,46	-1,23	1,15	-0,29	0,86	1,23	0	2,09
6	2028		3,66	-0,82	2,84	-0,46	-1,23	1,15	-0,29	0,86	1,23	0	2,09
7	2029		3,66	-0,82	2,84	-0,46	-1,23	1,15	-0,29	0,86	1,23	0	2,09
8	2030		3,66	-0,82	2,84	-0,46	-1,23	1,15	-0,29	0,86	1,23	0	2,09
9	2031		3,66	-0,82	2,84	-0,46	-1,23	1,15	-0,29	0,86	1,23	0	2,09
10	2032		3,66	-0,82	2,84	-0,46	-1,23	1,15	-0,29	0,86	1,23	0	2,09
11	2033		3,66	-0,82	2,84	-0,46	0	2,38	-0,59	1,78	0	0	1,78
12	2034		3,66	-0,82	2,84	-0,46	0	2,38	-0,59	1,78	0	0	1,78
13	2035		3,66	-0,82	2,84	-0,46	0	2,38	-0,59	1,78	0	0	1,78
14	2036		3,66	-0,82	2,84	-0,46	0	2,38	-0,59	1,78	0	0	1,78
15	2037		3,66	-0,82	2,84	-0,46	0	2,38	-0,59	1,78	0	0	1,78
16	2038		3,66	-0,82	2,84	-0,46	0	2,38	-0,59	1,78	0	0	1,78
17	2039		3,66	-0,82	2,84	-0,46	0	2,38	-0,59	1,78	0	0	1,78
18	2040		3,66	-0,82	2,84	-0,46	0	2,38	-0,59	1,78	0	0	1,78
19	2041		3,66	-0,82	2,84	-0,46	0	2,38	-0,59	1,78	0	0	1,78
20	2042		3,66	-0,82	2,84	-0,46	0	2,38	-0,59	1,78	0	0	1,78

(Valores expresados en Millones)

Dado el flujo de fondos previamente presentado, con un capital inicial de \$12.282.757 y un flujo de fondos libre proyectado para el período 1: \$4.667.731; desde el período 2 al 10: \$2.088.352 y del período 11 al 20: \$1.781.283, y considerando un costo de capital del 14,70%, se procede a efectuar los cálculos conforme a lo expuesto en la sección 2.6.

$$VP = \sum_{t=1}^1 \frac{4.667.731_t}{(1 + 0,147)^t} + \sum_{t=2}^{10} \frac{2.088.352_t}{(1 + 0,147)^t} + \sum_{t=11}^{20} \frac{1.781.283_t}{(1 + 0,147)^t} = 15.709.066$$

$$VPN = -12.282.757 + \sum_{t=1}^1 \frac{4.667.731_t}{(1 + 0,147)^t} + \sum_{t=2}^{10} \frac{2.088.352_t}{(1 + 0,147)^t} + \sum_{t=11}^{20} \frac{1.781.283_t}{(1 + 0,147)^t} = 2.862.420$$

$$TIR = -12.282.757 + \sum_{t=1}^1 \frac{4.667.731_t}{(TIR)^t} + \sum_{t=2}^{10} \frac{2.088.352_t}{(1 + TIR)^t} + \sum_{t=11}^{20} \frac{1.781.283_t}{(1 + TIR)^t} = 19,63\%$$

Se observa que el VAN del proyecto resulta positivo alcanzando los 2,86 millones de dólares y la TIR se encuentra a casi 5 puntos porcentuales por encima de la tasa requerida al proyecto, recordemos que ésta fue calculada en 14,70%.

Estos resultados permiten confirmar que ante una oferta del 106,56 USD/MWh el proyecto sería rentable.

3.6 Cálculo del Valor Teórico de la Opción Real

El siguiente paso es avanzar hacia el cálculo del valor teórico de la opción real a través del método binomial.

Como fue presentado en la sección del marco teórico, el método binomial se basa en que existan dos posibilidades. Siguiendo la metodología presentada en el marco teórico para el método binomial en opciones reales, para este caso se supone que pueden pasar 2 situaciones :

1. Que el proyecto resulte un VAN < 0; es decir, que el valor de la empresa a crear no supere el gasto de la inversión, entonces **no se ejerce** la opción.
2. Que el proyecto resulte un VAN > 0; es decir, que el valor de la empresa a crear sí supere el gasto de la inversión, entonces **se ejerce** la opción.

Según los cálculos de la sección anterior ya se sabe que, si se elige participar en el MATER, el precio de venta de la energía es 62,2 USD/MWh y su VAN es negativo. Es decir, no tiene sentido ejecutar el proyecto. En cambio, si el precio de la energía se evalúa con el precio de oferta calculado, 106,56 USD/MWh el proyecto produce resultados rentables, es decir se justificaría la ejecución de la opción.

De lo explicado en el marco teórico, el precio del activo real es igual a los flujos de fondo descontados del proyecto, entonces el activo real podrá tener 2 precios: A) el del escenario del **MATER** o B) el del escenario de adjudicación en **MiniRen**.

Asimismo, el capital inicial del proyecto es USD 12.282.757 representa el precio de ejercicio de la opción y el valor de la acción que se encontraría “en el dinero”. Entonces,

- A. Precio posible del Activo 1) Es igual a USD 5.043.151
- B. Precio posible del Activo 2) Es igual a USD 15.709.066

Se resume la información en la siguiente tabla:

Se detalla que:

Escenario 1, significa que se pierde la licitación.

Escenario 2, significa que se gana la licitación.

Tabla 18 - Datos para valorizar la opción real

	Escenario 1 (no ejerzo)	Escenario 2 (ejerzo)
Precio del MWh	USD 62,2	USD 106,56
Precio del Activo (VP de los FF)	USD 5.043.151	USD 15.145.177
Precio de Ejercicio	USD 12.282.757	USD 12.282.757
Tasa libre de Riesgo	2,96%	2,96%

Como se introdujo en el marco conceptual, el método binomial se basa en encontrar un portafolio replicante. El mismo este compuesto por una parte de acciones del activo subyacente y otra parte de un apalancamiento. Entonces para realizar el cálculo y entonces encontrar el valor de la opción, es necesario realizar los siguientes pasos:

1. Establecer los dos posibles valores del activo subyacente (el proyecto) en el futuro.
2. Determinar los valores de la opción call en los nodos finales.
3. Construcción del Portafolio Replicante.
4. Determinar el préstamo necesario para crear el portafolio replicante.
5. Descontar el valor del portafolio replicante al presente.

A continuación, se presenta el cálculo explicado en detalle.

Paso 1: Establecer los dos posibles valores del activo subyacente en un año.

- Precio si el movimiento es ascendente (S_u): 15.145.177)
- Precio si el movimiento es descendente (S_d): 5.043.151)

Paso 2: Determinar los valores de la opción call en los nodos finales.

El valor de una opción call al vencimiento es el valor máximo entre cero y la diferencia entre el precio del activo subyacente y el precio de ejercicio (en este caso, el capital inicial).

- Valor de la opción call si el movimiento es ascendente (C_u):

$$C_u = \max(0, S_u - K)$$

$$C_u = \max(0, 15.145.177 - 12.282.757)$$

$$C_u = 2.862.420$$

- Valor de la opción call si el movimiento es descendente (C_d):

$$C_d = \max(0, S_d - K)$$

$$C_d = \max(0, 5.043.151 - 12.282.757)$$

$$C_d = 0 \text{ (ya que el resultado es negativo)}$$

Paso 3: Construcción del Portafolio Replicante.

Para replicar la opción, vendemos Δ unidades del activo y tomamos prestada una cierta cantidad. El objetivo es que este portafolio tenga el mismo valor en el futuro que la opción, independientemente de si el precio del activo sube o baja.

$$\Delta = \frac{C_u - C_d}{S_u - S_d}$$

$$\Delta = \frac{2.862.420}{15.145.177 - 5.043.151}$$

$$\Delta \approx 0,28$$

Esto implica que, para replicar el comportamiento de una opción call, debemos comprar aproximadamente 0,28 unidades del activo subyacente.

Paso 4: Determinar el préstamo necesario para crear el portafolio replicante.

Ya se ha calculado $\Delta \approx 0,28$ y se ha determinado que para replicar la opción se debe vender 0,28 unidades del activo subyacente.

Siguiendo con el proceso, la ecuación del portafolio replicante es:

$$C_o = \Delta S_o - B$$

Donde B es el valor del préstamo que se necesita tomar hoy, y C_o el valor de la opción call hoy en $t=0$, $\Delta = 0,28$, S_o es el precio de la acción hoy igual a 12.282.757. Asumiendo que el valor del portafolio replicante será igual al valor de la opción en un año, independientemente del estado de la economía y reorganizando la ecuación:

$$B = \Delta \times S_o - C_o$$

Ahora, recordando que el valor del portafolio replicante en el futuro (en un año) deberá ser el mismo que el valor de la opción en ese momento, bajo un escenario de movimiento descendente como ascendente:

$$B = \frac{\Delta \cdot S_u - C_u}{1 + r} = \frac{\Delta \cdot S_d - C_d}{1 + r}$$

$$B = \frac{0,28 \times 15.145.177 - 2.862.420}{1 + 0,0296} = \frac{0,28 \times 5.043.151 - 0}{1 + 0,0296}$$

$$B \approx 1.113.477$$

Se obtiene que el monto del préstamo necesario es aproximadamente 2.662.485.

Paso 5: Descontar el valor del portafolio replicante al presente y calcular el valor de la opción hoy.

Reorganizando la fórmula para calcular B y aplicando la tasa de descuento r:

Se obtiene

$$C_o = \frac{\Delta \times S_o - B}{1 + r}$$

Se reemplaza por los valores:

$$C_o = \frac{0,28 \times 12.282.757 - 1.113.477}{1 + 0,0296}$$

$$C_o = 2.298.810$$

Finalmente, el valor de la opción real es **USD 2.298.810**.

A continuación, en la siguiente sección se presentan los gastos en los que se debe incurrir para poder participar en la licitación, los cuales contrastaremos con el valor de la opción obtenidos en el capítulo final de resultados y conclusiones.

4 Comparación del Gasto Total para la Presentación en MiniRen Contra el Precio Calculado de la Opción Real

Hasta este punto, se han aplicado meticulosas técnicas financieras, incluyendo el modelo binomial para valorar opciones reales y el cálculo del costo de capital, con el objetivo de evaluar la viabilidad financiera del proyecto de inversión en el contexto de la licitación MiniRen. Se han realizado todas las proyecciones y cálculos conforme a las premisas y supuestos previamente establecidos, ofreciendo un análisis detallado y una base sólida para la toma de decisiones.

Para finalizar, se presenta el detalle del gasto para poder licitar, contra el cual luego se aborda un análisis comparativo crucial y el valor teórico de la opción real de compra. Este último elemento se ha determinado a través de un riguroso enfoque que incorpora la teoría de opciones reales, utilizando el modelo binomial de un solo período.

4.1 Gasto para Licitar y Valor de la Opción

Según lo determinado por el organizador de la compulsa de precios, la Secretaría de Energía de la Nación, se requerirá lo siguiente a continuación.

4.1.1 El precio del Pliego de Bases y Condiciones

Se establece en la suma de nueve mil dólares (USD 9.000) más IVA.

Esto significa un valor total de USD 10.890

4.1.2 Garantía de Mantenimiento de Oferta

El valor de la garantía ofrecida deberá ser de treinta y cinco mil dólares (USD 35.000 mil) por cada MW de Potencia Ofertada y por un plazo no menor a 180 días corridos, prorrogable automáticamente por un plazo de 90 días corridos a menos que el Oferente hubiese decidido retirar la Oferta vencido el plazo original de la garantía, en cuyo caso deberá manifestar su decisión con una antelación de quince (15) días corridos previos al vencimiento del plazo original y se hará efectiva una vez vencido dicho plazo.

Si la potencia solicitada por el presente proyecto es 4MW, esto da un costo total de garantía igual a USD 140.000.

4.1.3 Cálculo total del gasto para la presentación de la oferta

Tabla 19 - Gastos para participar en la licitación

Detalle	Total
Valor del Pliego de Bases y Condiciones	USD 10.890
Valor de Garantía de Mantenimiento de Oferta	USD 140.000
Gasto Total	USD 150.890

Valores Obtenidos:

- Gasto Total para la Presentación en MiniRen: USD 150,890.
- Valor Teórico de la Opción Real de Compra: USD 2.298.810.

La comparativa revela que el gasto total para la presentación en MiniRen es sustancialmente menor, múltiples veces, que el valor teórico de la opción real calculada. Este resultado no es trivial; evidencia que el costo de participación en la licitación está justificado ampliamente por el valor potencial de la opción real de compra.

5 Conclusiones

A lo largo de este trabajo se fue avanzando en cada sección para arribar a una conclusión sustentada aplicando las metodologías y herramientas nodales adquiridas a lo largo del estudio de la maestría y presentadas en el marco teórico.

En primera instancia, se logró alcanzar todos los objetivos propuestos y se confirmó la hipótesis formulada: *“la teoría de las opciones reales puede emplearse para evaluar la conveniencia de los gastos asociados a participar en dichas licitaciones. Esta evaluación considera las potenciales ganancias, basadas en la capacidad de la planta generadora que la disponibilidad de materia prima posibilita, y las posibilidades de éxito en la licitación, influenciadas por la competitividad del precio ofrecido en relación con los precios de licitaciones anteriores”*.

Respecto a la interpretación de los resultados obtenidos se obtienen las siguientes conclusiones:

- En el escenario del MATER, se observó que el libre comercio tiende a el aumento de la competitividad y reducción precios de energía. Es decir, distintas fuentes renovables con distintas tecnologías compiten en un mismo mercado. Esto último considerando el tipo de tecnología que implica la producción de energía con biomasa, deja fuera del mercado al proyecto dado que los precios de la energía no alcanzan a remunerar todos los factores de su costo de oportunidad, haciendo que el VAN del proyecto sea negativo.
- En cuanto al escenario de licitación MINIREN, desde un punto de vista financiero y estratégico, se concluye que es altamente conveniente asumir el gasto asociado con la participación. Esta decisión se respalda no solo por el valor intrínseco de la opción real, que supera con creces el costo de entrada, sino también por la robustez del método analítico empleado para llegar a tal conclusión. Los indicadores financieros evidenciaron la viabilidad del proyecto de inversión.
- Se destaca la positiva incidencia de los fomentos impositivos del programa MiniRen en la viabilidad del proyecto. En contraposición al mercado a término, se observó como estos incentivos juegan un papel vital en la

estructura de costos y potencialmente mejoran los márgenes de rentabilidad, haciendo que el proyecto sea aún más atractivo.

Adicionalmente, este trabajo ha proporcionado un criterio empírico y cuantitativo sólido para la toma de decisiones, infundiendo un grado significativo de rigor y confianza en el proceso.

Por último, este tipo de fuente renovable, la biomasa, posee una característica única que la hace diferente del resto: tiene potencia firme. ¿Qué significa esto? A diferencia de la solar o eólica dependen de la disponibilidad del recurso, es decir, la solar solo genera energía durante el día, llegada la noche no lo hace; la eólica solo genera cuando sopla el viento; esto significa que son fuentes de energía itinerantes. En cambio, la biomasa produce energía las 24 horas de corrido y a potencia constante, eso es potencia firme. Claramente esto es un beneficio que no se contempló al momento su evaluación en el MATER, ya que el consumo puede variar según las estaciones y los días, pero hay potencia demandada que siempre necesita ser abastecida: ¿cómo se valora y monetiza la disponibilidad de la energía renovable? ¿Cómo afecta la oferta de potencia firme a su competitividad en el mercado? Asimismo, la generación de biomasa se puede tipificar como cogeneración, es decir además de generar energía, como subproducto, genera vapor. La utilización y aprovechamiento del vapor también es un interrogante para futuras investigaciones: ¿Cómo se puede comercializar ese vapor generado? ¿Cómo afectaría los resultados factibilidad económica la incorporación de esta cogeneración? ¿Podría utilizarse la teoría de opciones reales que considere la potencial expansión hacia la comercialización del vapor?

Estos interrogantes dejan planteadas las problemáticas que pueden tomar para futuras investigaciones

Índice de Ilustraciones

Ilustración 1- Incremento de Valor Debido a la Incertidumbre	19
Ilustración 2 - Variables del factor de capacidad. (Villanueva, 2017).....	25
Ilustración 3 - Diagrama del mercado eléctrico	35
Ilustración 4 - Vista satelital de la Provincia de Entre Ríos y localización de la ciudad de Ubajay	45
Ilustración 5 - Superficie de Plantaciones por Departamento en hectárea (ha) y en porcentaje (%)	47
Ilustración 6 - Superficie total de plantaciones en hectárea (ha) y porcentaje (%) de dicha superficie.....	48
Ilustración 7 - Distribución espacial de las plantaciones forestales en los deptos. inventariados.	49
Ilustración 8 - Localización de Aserraderos en la Provincia de Entre Ríos	51
Ilustración 9 - Representación 3D del Diseño de la Planta	54
Ilustración 10 - Dispersión de precios negociados en el MATER.....	63
Ilustración 11 - Principal concentración de precios negociados en el MATER	64
Ilustración 12 - Diagrama de dispersión de antecedentes de precios adjudicados en biomasa	5
Ilustración 13 - Amplitud de precios y rangos de precios adjudicados en biomasa en rondas anteriores.....	6
Ilustración 14 - Histograma de frecuencias de precios adjudicados en rondas anteriores.....	7
Ilustración 15 - Probabilidad de ocurrencia de los precios analizados	8

Índice de Tablas

Tabla 1 Aporte al Sistema por Tipo de Fuente	37
Tabla 2 Restricciones de Potencia	42
Tabla 3 Precios máximos de adjudicación	43
Tabla 4 - Capacidad y Proveedores de Biomasa	44
Tabla 5 - Máxima Capacidad	44
Tabla 6 - Capacidad de producción.....	55
Tabla 7 CAPEX	56
Tabla 8 Recursos Clave del CAPEX	58
Tabla 9 - Amplitud de precios de PPA en el MATER	63
Tabla 10 - Parámetros de referencia para el cálculo de todos los FF	66
Tabla 11 - Parámetros de referencia del proyecto de inversión para el cálculo de todos los FF	66
Tabla 12 - FF escenario de venta en MATER	67
Tabla 13 - Antecedentes de proyectos adjudicados con sus respectivos precios negociados	4
Tabla 14 - Datos estadísticos de los antecedentes adjudicados.....	6
Tabla 15 - Frecuencia de los precios en adjudicaciones anteriores.....	7
Tabla 16- Probabilidades para la ponderación del precio resultante	8
Tabla 17 - FF del escenario MiniRen	10
Tabla 18 - Datos para valorizar la opción real	12
Tabla 19 - Gastos para participar en la licitación	17

Bibliografía

Abell, D.F. y Hammond, J.S. (1992) *Planeación estratégica de mercado problemas y enfoques analíticos*. México: Compañía Editorial Continental S.A.

Baca Urbina, G. (2001) *Evaluación de Proyectos*. 4º Edición. México: McGraw Hill.

Brealey, R.A.; Myers, S.C.; Marcus, A.J. (2010) *Fundamentos de finanzas corporativas*. 9º edición. México: Mc Graw Hill.

Brealey, R.A. y Myers, S.C. (1993) *Fundamentos de financiación empresarial*. 4º Edición. Madrid: Mc Graw Hill.

Fernandez A.M; Bustamante V.M. (2009) *decisiones de inversión a través de opciones reales*

Fontaine. E.R. (1994) *Evaluación social de proyectos*. 10º Edición. Santiago: Ediciones Universidad Católica de Chile.

Jimenez, L. M., Acevedo, N. M., & Rojas, M. D. (2016). Valoración de opción real en proyectos de generación de energía eólica en Colombia. *Revista Espacios*.

Kotler, P. (1993) *Dirección de la Mercadotecnia. Análisis, planificación, aplicación y control*. 7ª Edición. México: Prentice Hall.

Myers, S. C. (1984), *Finance Theory and Financial Strategy*,.

Pereyro y Galli. (2000) *La Determinación del Costo del Capital en la Valuación de Empresas de Capital Cerrado: una Guía Práctica*. Universidad Torcuato Di Tella.

Pringles R.M., Olsina F.G. & Garcés R.F., (2007), *Opciones Reales En La Evaluación De Inversiones En Mercados Eléctricos Competitivos – Estado Del Arte*. Instituto de Energía Eléctrica, Universidad Nacional de San Juan.

Ross, E.; Westerfield, R.W. y Jaffe, J. (2005) *Finanzas corporativas*. 7º Edición. México: McGraw Hill.

Sapag Chain, N. y Sapag Chain, R. (1995) *Preparación y evaluación de proyectos*. 3ra. Edición. Santa Fe de Bogotá: Mc Graw Hill Interamericana.

Thuesen, H.G.; Fabrycky, W.J. y Thuesen, G.J. (1986) *Ingeniería Económica*. México: Prentice Hall.

Villanueva. (2020) *Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión para PYMES.*
Argentina. EDUNER