

DISEÑO DE UN MODELO DE SIMULACIÓN PARA LA GESTIÓN DE RIESGOS
DE MERCADO EN MERCADOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA: CASO MVM

LINA MARÍA PIMIENTA FAJARDO

UNIVERSIDAD DE MEDELLÍN
FACULTAD DE INGENIERÍA
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE SOFTWARE
MEDELLÍN
2019

DISEÑO DE UN MODELO DE SIMULACIÓN PARA LA GESTIÓN DE RIESGOS
DE MERCADO EN MERCADOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA: CASO MVM

LINA MARÍA PIMIENTA FAJARDO

Trabajo de grado para optar al título de
Magister en Ingeniería de Software

Director

Juan Bernardo Quintero

PhD en Ingeniería Electrónica

UNIVERSIDAD DE MEDELLÍN
FACULTAD DE INGENIERÍA
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE SOFTWARE
MEDELLÍN
2019

Nota de aceptación:

Director

Jurado

Jurado

Medellín, Octubre 28 de 2019

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo de investigación no se habría podido realizar sin el apoyo de mi director de proyecto Juan Bernardo Quintero quien siempre estuvo presto a ayudarme, mostrando una gran dedicación y predisposición en todas sesiones de trabajo; a Marcela Pimienta por sus valiosos conocimientos y aportes estadísticos y su apoyo incondicional; a mi familia y a mi equipo de trabajo por la paciencia y comprensión de mis ausencias durante el desarrollo de este trabajo. Agradezco también a MVM Ingeniería de Software S.A.S por la confianza que han depositado en mí, no solo en esta oportunidad sino a lo largo de todos estos años, que me han permitido aportar mi grano de arena al crecimiento de la organización.

CONTENIDO

	pág.
RESUMEN.....	13
ABSTRACT.....	13
PARTE I INTRODUCCIÓN	14
CAPÍTULO 1 Introducción.....	15
1.1. Objetivos de la investigación.....	16
1.2. Estructura de la tesis	18
PARTE II EXPLORACIÓN	22
CAPÍTULO 2 Contexto de la investigación	23
2.1. Modelo de energía mexicano.....	23
2.2. Precios Marginales Locales	25
2.2.1. MDA.....	25
2.2.2. MTR	26
2.3. Componentes del PML	26
2.3.1. Componente de energía	26
2.3.2. Componente de pérdidas.....	27
2.3.3. Componente de congestión	27
CAPÍTULO 3 Estudio exploratorio	28
3.1. Simulación	28
3.1.1. Tipos de Simulaciones.....	28
3.1.2. Tipos de Simulaciones por Ordenador.....	29
3.1.3. Elementos de una Simulación por Ordenador	30
3.1.4. Simulación Persona – Ordenador	31
3.1.5. Pasos para una simulación	31
3.2. Tipología de riesgos.....	32
3.2.1. Riesgo.....	32
3.2.2. Riesgos de mercado	32

3.2.3. Otros riesgos externos.....	34
3.2.4. Riesgos internos	34
3.2.5. Gestión de riesgos	35
3.2.6. Proceso básico de gestión de riesgos	36
3.2.7. VaR y CVaR.....	36
3.3. Vistas Arquitectónicas.....	37
3.3.1. 4 + 1.....	37
3.3.2. BRJ99	37
3.3.3. POSA.....	38
3.4. Estado del arte.....	38
3.5. Artículo objetivo	43
PARTE III CARACTERIZACIÓN.....	47
CAPÍTULO 4 Arquitectura de Referencia.....	48
4.1. Arquitectura del Simulador Construido	48
4.1.1. Vista Conceptual.....	48
4.1.2. Vista de Implementación.....	50
4.2. Arquitectura para Simulador en Energy Suite.....	52
4.2.1. Vista Física	52
4.2.2. Vista Lógica	54
PARTE IV FORMULACIÓN Y CONSTRUCCIÓN	57
CAPÍTULO 5 Preparación de datos	59
5.1. Distribución Logarítmico normal:.....	72
5.2. Distribución Valor Máximo Extremo	73
CAPÍTULO 6 Modelo de Simulación.....	74
6.1. Objetivos del modelo	74
6.2. Construcción modelo	75
6.3. Resultados del modelo	83
6.3.1. Estadísticas generales.....	83
6.3.2. Percentiles	84

6.3.3. Bandeja de gráficos	84
6.3.4. Datos de sensibilidad	85
6.3.5. Valores de prueba.....	85
PARTE V EVALUACIÓN	90
CAPÍTULO 7 Leyes y pruebas de ajuste	91
7.1. Evaluación del modelo con datos	91
7.2. Ley de los grandes números.....	93
7.3. Prueba de bondad de ajuste Precios Nodos MDA.....	96
7.4. Prueba de bondad de ajuste Precios Nodos MTR	101
PARTE VI CONCLUSIONES.....	106
CAPÍTULO 8 Conclusiones y trabajos futuros	107
8.1. Conclusiones	107
8.2. Trabajos futuros	108
BIBLIOGRAFÍA.....	110

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Estrategias para control de riesgos.....	41
Tabla 2. Principales variables	42
Tabla 3. Variables fórmula objetivo	45
Tabla 4. Especificación interfaz Distribuciones	51
Tabla 5. Especificación interfaz Parámetros	52
Tabla 6. Especificación interfaz Beneficio.....	52
Tabla 7. Distribuciones de los datos MDA y MTR con sus parámetros	72
Tabla 8. Datos para el modelo	76
Tabla 9. Datos para ejecución de escenarios	91
Tabla 10. Matriz de resultados de optimización	92

LISTA DE ILUSTRACIONES

	pág.
Ilustración 1. Proceso de investigación para alcanzar los objetivos.....	17
Ilustración 2. Estructura de la tesis	19
Ilustración 3. Diagrama de la vista Conceptual	49
Ilustración 4. Diagrama de la vista de Implementación.....	50
Ilustración 5. Diagrama de la vista física.....	53
Ilustración 6. Diagrama de la vista lógica.....	55
Ilustración 7. Metodología CRISP-DM	57
Ilustración 8. Distribución información precios energía.....	60
Ilustración 9. Sistemas eléctricos de México: BCA, BCS, SIN y sus Regiones de Control y nodos representativos	61
Ilustración 10. Carga de datos Statgraphics para MDA	63
Ilustración 11. Selección de variable a analizar	64
Ilustración 12. Distribución normal por defecto en Statgraphics	65
Ilustración 13. Test de normalidad y comparación con otras distribuciones	65
Ilustración 14. Prueba de bondad de ajuste Kolmogorov-Smirnof	66
Ilustración 15. Resultado ajuste de distribución	67
Ilustración 16. Selección de comparación de distribuciones.....	68
Ilustración 17. Selección de pruebas de ajuste.....	69
Ilustración 18. Comparación de distribuciones resultantes MDA	70
Ilustración 19. Carga de datos Statgraphics para MTR	71
Ilustración 20. Comparación de distribuciones resultantes MTR	71
Ilustración 21. Complemento Crystal Ball en Excel.....	75
Ilustración 22. Selección de la distribución para MDA en el modelo.....	77
Ilustración 23. Parametrización de la distribución lognormal para MDA	78

Ilustración 24. Selección de la distribución para MTR en el modelo	79
Ilustración 25. Parametrización de la distribución valor máximo extremo para MTR	79
Ilustración 26. Definición valor a simular.....	80
Ilustración 27. Datos del modelo ingresados y ajustados	80
Ilustración 28. Preferencias de ejecución para el modelo	81
Ilustración 29. Resultado ejecución del modelo de simulación	82
Ilustración 30. Extracción de datos de la simulación.....	82
Ilustración 31. Resultados - Estadísticas generales.....	83
Ilustración 32. Resultados - Percentiles	84
Ilustración 33. Resultados - Bandeja de gráficos	85
Ilustración 34. Resultados - Datos de sensibilidad.....	85
Ilustración 35. Resultados - Valores de prueba	86
Ilustración 36. Resultado final del cálculo del beneficio	87
Ilustración 37. Optimización final del beneficio	88
Ilustración 38. Recálculo del beneficio.....	89
Ilustración 39. Histograma de frecuencia - Beneficio - 1000 pruebas	93
Ilustración 40. Histograma de frecuencia - Beneficio - 5000 pruebas	94
Ilustración 41. Histograma de frecuencia - Beneficio - 10000 pruebas	94
Ilustración 42. Histograma de frecuencia - Beneficio - 20000 pruebas	95
Ilustración 43. Histograma de frecuencia - Beneficio - 100000 pruebas	95

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Fórmula objetivo.....	44
Ecuación 2. Fórmula para el cálculo del beneficio	45

ACRÓNIMOS

BCA:	Sistema Eléctrico de Baja California
BCS:	Sistema Eléctrico de Baja California Sur
CENACE:	Centro Nacional de Control de Energía
CVAR:	Valor en Riesgo Condicional
MDA:	Mercado del Día en Adelanto
MTR:	Mercado de Tiempo Real
PML:	Precio Marginal Local
RSL:	Revisión Sistemática de Literatura
SIN:	Sistema Interconectado Nacional
VAR:	Valor en Riesgo

RESUMEN

El presente trabajo de investigación revisa los métodos y técnicas para la gestión de riesgos financieros de mercado y las variables que son consideradas para tal fin. Tiene como objetivo proponer un modelo de simulación que incluya los elementos requeridos para la gestión de dichos riesgos el cual servirá de apoyo para el mercado eléctrico mayorista de México. Este modelo se utilizará como base para que, en un futuro cercano, MVM Ingeniería de Software S.A.S. desarrolle el módulo o producto a incorporar en la plataforma Energy Suite, permitiendo ampliar el alcance del producto.

Palabras clave: Riesgos financieros, Simulación, Gestión de Riesgos, Mercado Eléctrico Mayorista, México

ABSTRACT

The present research work reviews the methods and techniques for managing the financial risks of the market and the variables that are considered for that purpose. Its objective is to propose a simulation model that corresponds to the elements required for the management of said risks, which is the support service for the wholesale electricity market in Mexico. This model is used as a basis for the near future, MVM Ingeniería de Software S.A.S. develop the module or product to be incorporated into the Energy Suite platform, to expand the scope of the product.

Keywords: Financial risks, simulation, risk management, Wholesale Electricity Market, Mexico

PARTE I

INTRODUCCIÓN

El eje central de este trabajo está en el diseño de un modelo de simulación para la gestión de riesgos, específicamente para las necesidades actuales del mercado eléctrico mexicano en la gestión de los riesgos de mercado de los participantes en las funciones de generación y comercialización de energía.

Las empresas que generan y comercializan energía presentan diferentes riesgos cuya falta de gestión puede estar asociada a diferentes razones: humanas (conocimiento), ausencia de proceso para gestión del riesgo, falencia en el método de control del riesgo, complejidad del mercado, falta de herramientas, entre otras razones. Una de las razones principales está asociada con el mercado, el cual tiene riesgos específicos como son los asociados con el precio de compra-venta de energía y la cantidad a comprar-vender que si no son gestionados correctamente, pueden llevar a la no viabilidad financiera o la quiebra.

CAPÍTULO 1

Introducción

La reforma del sector eléctrico en Colombia (julio de 1994) generó un cambio drástico en este mercado, eliminando el monopolio del estado quien ya debía dedicarse a dirigir, regular, controlar y vigilar el mercado eléctrico. Este cambio también permitió la mejora de la eficiencia en los precios (tarifas competitivas), la confiabilidad, la calidad y la cobertura, introduciendo competencia al negocio y vinculando capital privado. Este mismo esquema se ha implementado en muchos países latinoamericanos como Chile (1992), Perú (1993), Bolivia (1994), Centroamérica (1997-1999) y México (2014) entre otros. (Business, 2008).

Los sistemas eléctricos donde se han implementado Mercados Eléctricos Mayorista (MEM) son sectores prometedores con altos niveles de inversión y oportunidades de comercio para las empresas colombianas. En los mercados eléctricos de: Colombia (CREG – Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1994), República Dominicana (SIE – Superintendencia de Electricidad, 2001) y México (CENACE – Centro Nacional de Control de Energía, 2014), interactúan empresas eléctricas de generación, transmisión, distribución y comercialización o suministro, tanto de propiedad estatal como de capital mixto y privadas. También se cuenta con una participación de los sectores industriales y comerciales, identificados como usuarios no regulados o usuarios calificados.

Es evidente la necesidad de una herramienta robusta para la gestión de los riesgos para empresas del sector eléctrico (Martinez & Valencia, 2003) que permita tener en cuenta las variables más relevantes, tanto internas como externas, con el objetivo de identificar los riesgos, medirlos, evaluarlos, cuantificarlos y controlarlos mediante estrategias organizacionales y de mercado (Zhe, Ke, Kaibi, & Xiaoliu, 2012).

1.1. Objetivos de la investigación

Para formular las variables que se deben tener en cuenta para realizar una correcta gestión de los riesgos y los métodos utilizados para la simulación de la información, con el objetivo de maximizar las ganancias de los agentes del mercado, se proponen los siguientes objetivos:

Objetivo General: Diseñar un modelo de simulación que incluya los elementos necesarios para la gestión de los riesgos de mercado en el mercado eléctrico mayorista de México.

Objetivos específicos: para alcanzar el objetivo general, se plantean los siguientes objetivos específicos:

1. Identificar qué métodos y técnicas son usadas para la gestión de riesgos de mercado y qué variables son consideradas, con el fin de tener una base de conocimiento para apoyar la fase de diseño de un modelo de riesgos.
2. Diseñar un modelo de simulación para la gestión de riesgos de mercado que habilite a los diferentes agentes del mercado eléctrico mayorista para la toma de mejores decisiones en el proceso de compra y venta de energía.
3. Construir las vistas arquitectónicas de referencia para la integración de software que posibiliten la gestión del ciclo de vida de los riesgos, teniendo en cuenta la vista conceptual y de implementación como vistas genéricas de integración y la vista lógica y física como vistas prototípicas orientadas a la implementación del modelo de simulación.
4. Evaluar el modelo de simulación diseñado, indicando si el método y las variables seleccionadas permiten realizar una correcta valoración del riesgo de mercado.

Para dar claridad con el proceso de investigación a seguir para alcanzar estos objetivos, la Ilustración 1 explica el proceso de investigación, mostrando las diferentes fases adelantadas y el principal resultado de cada una.

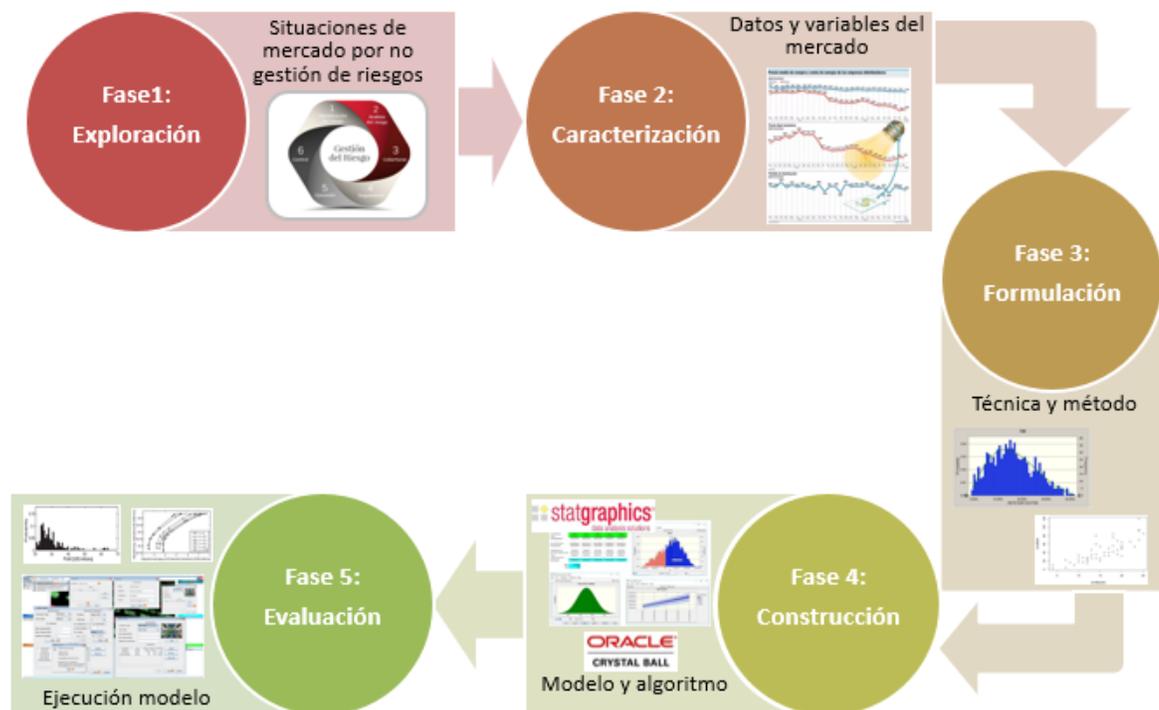


Ilustración 1. Proceso de investigación para alcanzar los objetivos

A continuación, se describen brevemente las fases a realizar con el principal resultado de cada una:

Fase 1 – Exploración: Realizar una revisión sistemática de literatura que permita identificar los principales elementos para realizar una correcta gestión de riesgos de mercado y hallar una fórmula matemática que abarque dichos elementos.

Fase 2 – Caracterización: Construir las diferentes vistas arquitectónicas de integración, tanto genéricas (vista conceptual y de implementación) como prototípicas (vista física y lógica)

Fase 3 – Formulación: Identificar los datos requeridos para el proceso de simulación, obtener dichos datos y analizarlos para determinar su distribución y/o tratamiento de estos.

Fase 4 – Construcción: Determinar el objetivo principal del modelo para la gestión de los riesgos de mercado y definir la técnica y el método más idóneo para poder cumplir con dicho objetivo. Definir el modelo estadístico y matemático que será de aplicación para el conjunto de datos obtenido y crear un algoritmo para encontrar la solución óptima a la situación expuesta.

Fase 5 – Evaluación: Realizar diferentes verificaciones, controles y/o pruebas que permitan comprobar que el modelo arroja un resultado aceptable para cumplir con el objetivo.

Este documento consigna el trabajo adelantado para cubrir estas cinco fases, con una presentación estructurada en partes para dar mayor claridad con respecto a su contenido.

1.2. Estructura de la tesis

La realización de un trabajo de este nivel requiere la documentación de todas las fases requeridas en la investigación, de una manera organizada para facilitar su lectura y comprensión. Este trabajo está organizado en 8 capítulos, agrupados en 6 partes como se muestra en la Ilustración 2.



Ilustración 2. Estructura de la tesis

A continuación, se describen brevemente los capítulos de este trabajo con su respectivo contenido:

PARTE I - INTRODUCCIÓN

CAPÍTULO 1. Introducción: pretende contextualizar al lector, presentado el campo de acción y algunos elementos necesarios para el entendimiento del objetivo a cumplir. Presenta los objetivos, la estructura de la tesis y las rutas de lectura para abordarla.

PARTE II - EXPLORACIÓN

CAPÍTULO 2. Contexto de la investigación: presenta la forma en que se aborda el estudio exploratorio, presentando inicialmente el modelo de energía mexicano y el proceso interno que se está viviendo con la centralización del mercado de energía. Adicionalmente, se relacionan hechos que permiten evidenciar la necesidad de un

modelo de simulación para la gestión de los riesgos de mercado en dicho mercado.

CAPÍTULO 3. Estudio exploratorio para focalizar las formas en las que se ha tratado de gestionar los riesgos en diferentes mercados de energía eléctrica, identificando herramientas y/o estrategias utilizadas para dicho fin. Se incluye información adicional sobre elementos de simulación, clasificación de los riesgos, vistas arquitectónicas y los demás elementos requeridos como base para la realización del modelo. Se describe el artículo objetivo en el cual se basa el modelo de simulación propuesto para la gestión de los riesgos de mercado en el mercado mexicano.

PARTE IV - CARACTERIZACIÓN

CAPÍTULO 4. Arquitectura de referencia: En este capítulo se presentan las vistas arquitectónicas, tanto genéricas como prototípicas para el modelo de simulación propuesto.

PARTE IV. FORMULACIÓN Y CONSTRUCCIÓN

CAPÍTULO 5. Preparación de datos: En este capítulo se detallan los datos utilizados, con los cuales se realizarán las revisiones del modelo de simulación generado. Estos datos fueron solicitados de acuerdo con la interpretación de la fórmula objetivo que fue definida para el modelo.

CAPÍTULO 6. Modelo de simulación: En este capítulo se presentan los objetivos que se alcanzan con el modelo de simulación de riesgos de mercado para el mercado eléctrico mexicano y se detalla el proceso de construcción del modelo propuesto.

PARTE V- EVALUACIÓN

CAPÍTULO 7. Leyes y pruebas de ajuste: Revisión y análisis del modelo de simulación desarrollado con base en los datos reales, analizando los beneficios de adoptar el modelo para la gestión de riesgos de mercado, adentrándose en las fortalezas y debilidades encontradas en el proceso y teniendo en cuenta los diferentes teoremas y leyes asociados a los datos.

PARTE VI- CONCLUSIONES

CAPÍTULO 8. Conclusiones y trabajos futuros: inicia con un análisis del cumplimiento de los objetivos específicos que se plantearon en la investigación. Concluye proponiendo variables adicionales que se pueden tener en cuenta para el mejoramiento del modelo propuesto, esquematizando los posibles trabajos futuros.

PARTE II

EXPLORACIÓN

La parte II de este documento hace referencia al contexto de negocio de la energía, especialmente en el mercado mexicano, donde se presenta la información de los precios marginales locales y los diferentes componentes que conforman el precio del mercado.

Como parte fundamental de la investigación, se presenta el estudio exploratorio que permite recolectar la base teórica que soporta la propuesta del modelo de simulación. Se incluye teoría de simulación, tipos de riesgos, vistas arquitectónicas, resultado de la revisión sistemática de literatura y finalmente, se presenta el artículo objetivo que sirve como apoyo para la definición del modelo.

CAPÍTULO 2

Contexto de la investigación

2.1. Modelo de energía mexicano

Las empresas interactúan comprando, vendiendo y transportando electricidad, por medio de mercados de contratos y spot (bolsa). Cada mercado cuenta con entidades encargadas de operar el sistema eléctrico y el MEM, responsables de planificar y coordinar las actividades de las empresas y de calcular las transacciones económicas. (Colciencias, 2017)

Debido al proceso de descentralización por el que está pasando México, se han identificado situaciones y necesidades de los clientes en las cuales los participantes no pueden realizar una correcta gestión de los riesgos asociados con sus actividades, entre las causas se destacan: desconocimiento de las reglas y los procedimientos del MEM, falta de conocimiento para la valoración de dichos riesgos, dificultad para establecer los esquemas de cobertura, problemas en la definición y la composición del portafolio, dificultad para visualizar e identificar las variables significativas en la estrategia de cobertura, variabilidad de los precios del mercado, dificultad para integrar datos del mercado y empresariales, la falta de herramientas para entender la situación de otros participantes del mercado y para monitorear los diferentes riesgos asociados a la participación en el MEM.

Las situaciones anteriormente descritas pueden llevar a que se presenten sanciones regulatorias, se materialicen los riesgos, las coberturas y las estrategias comerciales, el negocio se vuelva inviable, se pierdan negocios por el incumplimiento de las contrapartes o incluso, el participante deba salir del MEM. Por ejemplo, un generador se puede ver afectado por el análisis de información

desde diversas fuentes y por la falta de integración, lo que puede llevar a que asuma riesgos sin tener la oportunidad de medirlos, pierda competitividad en el mercado, desaproveche oportunidades o haga una gestión pasiva de su portafolio.

Haciendo una validación de los aplicativos que cubren esta necesidad y que son reconocidos en el mercado, se encontró que productos como Allegro, Endur (de OpenLink), o Smart Energy Suite (de Powel) tienen entre 2% y 4% de presencia en el mercado latinoamericano mientras que productos como Brady Energy, FIS' Aligne, webTrader Enterprise (de OAT) o TRM Tracker (de Pionner), ni siquiera tienen presencia en Latinoamérica (Commodity Technology Advisory, 2017), lo que hace más compleja su implementación debido a las leyes y normatividad tan específica en Latinoamérica.

Estos aplicativos tienen cubiertas leyes como Dodd-Frank, Emir (Reglamento de Infraestructura del Mercado Europeo), Remit (Reglamento de la Unión Europea sobre la integridad y transparencia del mercado de energía mayorista) o MAR (Reglamento de Abuso del Mercado de la Unión Europea), mientras que regulaciones tan específicas como las colombianas o las mexicanas, no están cubiertas.

Por lo tanto, contar con un modelo de simulación permitiría detectar las variables más influyentes en el rendimiento de éste al hacer alteraciones en el modelo y observar los efectos de esas alteraciones en el comportamiento del mismo, contribuiría a la reducción del riesgo inherente a la toma de decisiones, proporcionaría posibles alternativas para explorar y ayudaría a anticipar los cuellos de botella cuando sea necesario introducir nuevos elementos al sistema.

2.2. Precios Marginales Locales

Existen dos cálculos del precio, que corresponden al Mercado de Día en Adelanto (MDA) y al Mercado en Tiempo Real (MTR): el día anterior a la operación, los participantes del mercado mandan sus ofertas de venta y se preparan informaciones necesarias para llevar a cabo la optimización, como la demanda planeada o los requerimientos de servicios conexos (definidos por el CENACE y requeridos para la estabilidad del sistema). En esa primera optimización se asigna a los generadores y se calcula el Precio Medio Local (PML) del MDA. (García & Gutiérrez, 2018)

Posteriormente, ese programa puede presentar variaciones, debido a los requerimientos específicos de la red, al desfase que puede existir entre los pronósticos de generación y demanda y la realidad, y a las fallas que pueden ocurrir en el parque de generación o en el sistema de transmisión. Como consecuencia, se calcula también un PML del MTR, que corresponde a la operación real y que puede ser inferior o superior al PML del MDA por las razones antes mencionadas. (García & Gutiérrez, 2018)

2.2.1. MDA

Es el mercado de antelación cuyos participantes podrán presentar ofertas horarias de venta de energía y Servicios Conexos, así como las ofertas horarias de compra de energía, las cuales resultarán en compromisos financieramente vinculantes para la entrega o recepción de energía y Servicios Conexos en el día siguiente a la realización del Mercado del Día en Adelanto. Las ofertas de compra de Servicios Conexos las establece el CENACE. (García & Gutiérrez, 2018)

2.2.2. MTR

Es el mercado cuyos participantes podrán presentar ofertas horarias de venta de energía y Servicios Conexos, así como las ofertas horarias de compra de energía, las cuales resultarán en instrucciones de despacho para la entrega o recepción física de energía y Servicios Conexos en el mismo día de la realización del Mercado de Tiempo Real, así como los precios a los cuales se liquidarán las diferencias entre las cantidades generadas y consumidas durante la operación de tiempo real y las cantidades comprometidas en el Mercado del Día en Adelanto. Las ofertas de compra de Servicios Conexos las establece el CENACE. (García & Gutiérrez, 2018)

2.3. Componentes del PML

El PML muestra marcadas diferencias dependiendo del nodo que se analice. Las diferencias dependen de los tres componentes que forman el PML:

2.3.1. Componente de energía

Costo variable del último generador despachado. En una red de transmisión ideal, será el mismo para todo el sistema. Será igual en todos los nodos del SEN. Sin embargo, debido a que la energía debe transportarse largas distancias y en condiciones óptimas para la seguridad del sistema, no todos los nodos pueden ser despachados al mismo costo. Estas diferencias de costo se definen a través de los siguientes componentes. (García & Gutiérrez, 2018)

2.3.2. Componente de pérdidas

La energía eléctrica se pierde al transportarse largas distancias y por factores como: los parámetros técnicos de la línea, su resistencia y reactancia, temperatura y flujo de electricidad. Los niveles de pérdidas pueden ser irrelevantes entre dos puntos muy cercanos, y alcanzar una relevancia mayor en distancias más largas o con cargas altas. Varía en función de las condiciones de las líneas a las que se conecta cada nodo. (García & Gutiérrez, 2018)

2.3.3. Componente de congestión

Cuando la red se utiliza al límite de su capacidad, no se puede transportar la energía económicamente conveniente y se necesita despachar generación más costosa para abastecer el consumo de la zona aislada. Esto se conoce como un desacople. Este componente varía por nodo en función de su distancia a un nodo de referencia. (García & Gutiérrez, 2018)

CAPÍTULO 3

Estudio exploratorio

3.1. Simulación

La simulación es la imitación de la operación de un proceso o sistema del mundo real a lo largo del tiempo. La simulación implica la generación de una historia artificial del sistema y la observación de esa historia artificial para extraer inferencias sobre las características operativas del sistema real que se representa. La simulación es una metodología de resolución de problemas indispensable para la solución de muchos problemas del mundo real. La simulación se usa para describir y analizar el comportamiento de un sistema, hacer preguntas hipotéticas sobre el sistema real y ayudar en el diseño de sistemas reales. Tanto los sistemas existentes como los conceptuales se pueden modelar con simulación. (Banks, 1998).

3.1.1. Tipos de Simulaciones

- **Persona - Persona:** Simulaciones de tipo social en las que se estudian las reacciones de personas o colectivos. Por ejemplo: entrenamiento de entrevistas de trabajo. Se sitúa a dos personas en los papeles de entrevistador y entrevistado y después de actuar durante un período de tiempo, se intercambian los papeles para poder entender los procesos inversos.
- **De Sistema:** Simulaciones donde se reproduce físicamente un sistema físico, químico, biológico, etc., bajo unas condiciones controladas. Por ejemplo, una reacción química de la naturaleza controlada en situación de laboratorio.

- Persona - Ordenador: Simulaciones donde la persona responde a unas cuestiones planteadas por el ordenador. Por ejemplo, entrenamiento mediante juegos de estrategia financiera, simuladores de vuelo, etc.
- Por Ordenador: No requieren interacción. A partir de una entrada, un programa (conjunto de reglas de decisión) la transforma obteniendo una salida. Usualmente responden a sistemas estocásticos, es decir, basados en probabilidad. (Universitat Pompeu Fabra - Barcelona, n.d.)

3.1.2. Tipos de Simulaciones por Ordenador

Las simulaciones por ordenador son simulaciones en las que no interviene la interacción de una persona. Así pues, estos procesos en los que se definen unos datos iniciales (el estado inicial) y a partir de unos algoritmos se les hace evolucionar durante un tiempo determinado, se pueden clasificar en tres tipos principales:

- Tipo Monte Carlo: En estas, en realidad no interviene el tiempo y se basan en la aleatoriedad y la probabilidad. Por ejemplo: el cálculo de los juegos de solitario con cartas, que pueden realizarse y los que no se puede.
- Simulaciones Continuas: Sistemas modelados por ecuaciones diferenciales o algebraicas que dependen del paso del tiempo de forma continua. Por ejemplo: Sistemas de simulación Depredador-Presa (también llamados sistemas Tom&Jerry).

- Por Eventos Discretos: Se caracterizan por el paso de bloques de tiempo en los que se considera que “no pasa nada” y donde se puntúan eventos que cambian el estado del sistema. Sobre todo, se basan en teoría de colas. Por ejemplo: El estudio, por simulación, de un peaje: las colas que genera, los horarios asociados a las colas, factores que afectan, etc.

Los tres tipos de simulación por ordenador se apoyan sobre un gran corpus teórico estadístico y matemático que tiene una larga tradición y que por lo tanto dispone ya de unas herramientas de análisis muy potentes y que se benefician enormemente de la capacidad de cálculo de los ordenadores. (Universitat Pompeu Fabra - Barcelona, n.d.).

3.1.3. Elementos de una Simulación por Ordenador

- Asunciones: Son el conjunto de hipótesis sobre las que se basan todos los razonamientos que hacen referencia al fenómeno de estudio y que constituyen el esqueleto del modelo.
- Parámetros (o valores fijos): Aunque para un programador esta terminología podría dar lugar a confusión, en este caso los parámetros son las variables de control. Estos podrían variar afectando los resultados de diversas formas, pero se mantienen fijos con el propósito de observar claramente cómo las variables independientes (entradas) afectan las dependientes (salidas).
- Entradas (o variables independientes): Son los valores suministrados a la simulación en el momento de iniciarse todo el proceso. Corresponden a factores que se considera que afectan al fenómeno principal de interés: las variables dependientes (o salidas).

- Algoritmos: Convierten las entradas en salidas de acuerdo con unas reglas de decisión que el investigador ha especificado. Deben ser compatibles con las asunciones que definen el modelo. Se puede considerar que son operacionalizaciones de la estructura del modelo y de los procesos involucrados en el fenómeno de estudio.
- Salidas (o variables dependientes): Son el foco de interés de la simulación y aquello que el científico analizará para poder extraer conclusiones sobre el fenómeno de estudio. Estas salidas son calculadas de forma endógena, es decir, a partir de los algoritmos que procesan las variables independientes (entradas) y sin ningún tipo de intervención externa a lo largo del proceso. (Universitat Pompeu Fabra - Barcelona, n.d.)

3.1.4. Simulación Persona – Ordenador

En este tipo de simulaciones, el ordenador sitúa la persona dentro de un contexto concreto y esta debe ir respondiendo y reaccionando para poder alcanzar un aprendizaje del tema, una habilidad manipulativa, un entrenamiento físico y/o cognitivo, entre otros.

Las simulaciones persona-ordenador acostumbran a desarrollarse entorno y con la ayuda de diversas ramas de la informática y la ciencia, como pueden ser: la inteligencia artificial, la propia realidad virtual, la psicología, etc., y casi siempre van encaminadas al entrenamiento y prácticas de operarios, técnicos, pilotos, etc., debido a las grandes prestaciones como herramienta educativa y didáctica. (Universitat Pompeu Fabra - Barcelona, n.d.)

3.1.5. Pasos para una simulación

- Formulación del problema

- Establecimiento de objetivos y plan general del proyecto
- Conceptualización del modelo
- Colección de datos
- Traducción del modelo
- Verificación
- Validación
- Diseño experimental
- Ejecución de producción y análisis
- ¿Más ejecución?
- Documentación e informes
- Implementación (Banks, 1998)

3.2. Tipología de riesgos

3.2.1. Riesgo

Posibilidad de la ocurrencia de eventos que afecten adversamente el cumplimiento de los objetivos y que se traducen en pérdidas, no necesariamente en términos económicos. (Simbaqueba, n.d.)

3.2.2. Riesgos de mercado

Estos comprenden notablemente:

- Riesgos de precios: incluyen además de los riesgos en el mercado de la electricidad también los riesgos de cambios en el precio del combustible y los riesgos de cambios en los precios para otros factores de entrada. Pero dada

la alta volatilidad de los precios del mercado spot de electricidad, estos riesgos deben ser analizados con mucho cuidado. Además, deben tenerse en cuenta los riesgos de precios en los mercados futuros, dado que aquí a menudo se negocian grandes cantidades. Por último, pero no menos importante, los cambios en las tasas de interés y los cambios en las tasas de cambio de divisas son riesgos de precios, que pueden ser de considerable importancia para la empresa, p. si la energía primaria se factura en dólares, pero la electricidad se entrega en otra moneda como el euro. (Weber, 2005)

- Riesgos de cantidad: son de particular importancia en el mercado de la electricidad, dada la no almacenabilidad de la electricidad. Por el lado de la oferta, los cortes de la planta de energía deben considerarse especialmente, mientras que, por el lado de la demanda, las fluctuaciones de carga entre los clientes con contratos de servicio completo son más importantes. Además, debe tenerse en cuenta la correlación positiva con los riesgos de los precios. (Weber, 2005)
- Riesgos de liquidez (de mercado): dado que la electricidad se produce en centrales eléctricas con capacidades en gran medida (a corto plazo), la liquidez en el mercado es limitada. Por supuesto, las capacidades limitadas se traducirán en un aumento de los precios, pero vale la pena considerar esto como un factor de riesgo separado, ya que posiblemente no se alcanza el equilibrio del mercado, incluso a precios extremos. La liquidez limitada también puede crear problemas cuando las posiciones abiertas tienen que cerrarse en los mercados de derivados. (Weber, 2005)

3.2.3. Otros riesgos externos

- Riesgos de contraparte: el colapso de Enron y la consiguiente reducción de liquidez en el comercio de energía en América del Norte y Europa han demostrado claramente la necesidad de prestar atención también a este tipo de riesgos relacionados con el mercado. Los intercambios de poder ofrecen aquí una clara ventaja al asumir este riesgo para las partes comerciales. (Weber, 2005)
- Riesgos políticos: como ya se mencionó en el capítulo 2, la incertidumbre política puede afectar considerablemente la posición de mercado a largo plazo de las compañías de energía. Por lo tanto, deben considerarse, especialmente cuando se trata de la gestión estratégica de riesgos. (Weber, 2005)
- Riesgos financieros: Estos incluyen particularmente los riesgos relacionados con la liquidez financiera, pero también los riesgos que una empresa asume a través de las participaciones financieras que tiene. (Weber, 2005)

3.2.4. Riesgos internos

- Riesgos de procesos y proyectos: la creación de nuevos procesos o proyectos conlleva siempre algún riesgo. Estos deben abordarse claramente ya en la etapa de planificación y deben monitorearse continuamente en lo siguiente. (Weber, 2005)
- Riesgos personales: es bien sabido que los humanos cometen errores y esto puede constituir un riesgo para una empresa. Pero también hay otros riesgos relacionados con los miembros del personal: pueden enfermarse o

abandonar la empresa. En este caso, el conocimiento esencial puede perderse para la empresa y esto podría incluso poner en peligro la continuación del negocio. (Weber, 2005)

- Riesgos de TI: El negocio de generación, comercialización y venta minorista de electricidad depende en gran medida de una tecnología de la información que funcione bien. Por lo tanto, cualquier riesgo relacionado con el funcionamiento del equipo de hardware y software debe tomarse muy en serio. (Weber, 2005)
- Riesgos del modelo: Por último, pero no menos importante, también se debe considerar la posibilidad de que los modelos utilizados para medir el riesgo y valorar las posiciones sean imperfectos o defectuosos. Por lo tanto, los modelos utilizados tienen que ser probados y evaluados regularmente. (Weber, 2005)

3.2.5. Gestión de riesgos

Dadas las grandes incertidumbres asociadas especialmente con los precios de la energía, los métodos de planificación operativa deben complementarse con métodos para la gestión de riesgos. La gestión de riesgos tiene como objetivo principal evitar daños importantes que puedan poner en peligro el futuro de una empresa. Por lo tanto, se requiere un sistema de gestión de riesgos que debe estar anclado en el nivel superior de gestión a través de una junta de riesgos y que pone en práctica una política general de riesgos definida en el nivel superior de gestión. (Weber, 2005)

Los riesgos de mercado generalmente se gestionan mediante cobertura con instrumentos financieros, aunque una empresa también puede reducir el riesgo

ajustando sus prácticas comerciales. Si bien los derivados financieros se prestan para este fin, el riesgo también puede reducirse mediante el uso juicioso de los activos subyacentes, por ejemplo, mediante la diversificación de carteras.

3.2.6. Proceso básico de gestión de riesgos

1. Contexto: comprensión de las condiciones actuales en que la organización opera.
2. Identificación: documentación de las posibles amenazas e identificación de ventajas competitivas.
3. Análisis / cuantificación de los diferentes factores de riesgo.
4. Integración: agregación de todas las distribuciones de riesgo.
5. Evaluación / Prioridad: contribución de cada riesgo sobre el perfil de riesgo global, y establecer prioridades adecuadas.
6. Tratamiento / Aprovechamiento: desarrollo de estrategias para el control y la explotación de los distintos riesgos.
7. Seguimiento y Revisión: medición continua y evaluación del entorno de riesgo y el resultado de las estrategias para gestión de riesgos. (Simbaqueba, n.d.)

3.2.7. VaR y CVaR

El método VaR permite medir los factores de riesgo. VaR mide las pérdidas potenciales de un minorista hasta cierto grado de confianza en un intervalo de tiempo dado. Una limitación de este método es la falta de conocimiento de las pérdidas potenciales que pueden existir por encima del valor de VaR (F. Sousa, Lopes, & Santana, 2015b).

Para hacer frente a esta limitación, también se considera el método CVaR. El CVaR se basa en el promedio ponderado de las pérdidas con una probabilidad mayor que la del VaR. Si el VaR y el CVaR representan posibles pérdidas, los

métodos basados en la varianza explican la dispersión de valores, no solo las pérdidas sino también las posibles ganancias. (Hugo Algarvio & Lopes, 2014)

3.3. Vistas Arquitectónicas

3.3.1. 4 + 1

El modelo 4+1 describe la arquitectura del software usando cinco vistas concurrentes. Cada vista se refiere a un conjunto de intereses de diferentes interesados del sistema. La vista lógica describe el modelo de objetos del diseño cuando se usa un método de diseño orientado a objetos. Para diseñar una aplicación muy orientada a los datos, se puede usar un enfoque alternativo para desarrollar algún otro tipo de vista lógica, tal como diagramas de entidad-relación. La vista de procesos describe los aspectos de concurrencia y sincronización del diseño. La vista física describe el mapeo del software en el hardware y refleja los aspectos de distribución. La vista de desarrollo describe la organización estática del software en su ambiente de desarrollo. Los diseñadores de software pueden organizar la descripción de sus decisiones de arquitectura en estas cuatro vistas, y luego ilustrarlas con un conjunto reducido de casos de uso o escenarios, los cuales constituyen la quinta vista. La arquitectura evoluciona parcialmente a partir de estos escenarios. (Kruchten, n.d.)

3.3.2. BRJ99

Los autores proporcionan luego un esquema de cinco vistas posibles de la arquitectura de un sistema: (1) La vista de casos de uso, como la perciben los usuarios, analistas y encargados de las pruebas; (2) la vista de diseño que comprende las clases, interfaces y colaboraciones que forman el vocabulario del problema y su solución; (3) la vista de procesos que conforman los hilos y

procesos que forman los mecanismos de sincronización y concurrencia; (4) la vista de implementación que incluye los componentes y archivos sobre el sistema físico; (5) la vista de despliegue que comprende los nodos que forma la topología de hardware sobre la que se ejecuta el sistema. (Reynoso, n.d.)

3.3.3. POSA

El objetivo de esta arquitectura es presentar y dar el esquema de arquitectura de software orientada a patrones (Pattern Oriented Software Architecture), explicar cada una de las agrupaciones de patrones, los patrones y su aplicación y mostrar un lenguaje de patrones que facilita el diseño de la arquitectura de software a partir de los diferentes patrones. Incluye: (1) Vista lógica: el modelo de objetos del diseño, o un modelo correspondiente tal como un diagrama de relación; (2) Vista de proceso: aspectos de concurrencia y sincronización; (3) Vista física: el mapeo del software en el hardware y sus aspectos distribuidos; (4) Vista de desarrollo: la organización estática del software en su entorno de desarrollo. (Reynoso, n.d.)

3.4. Estado del arte

Se realizó una revisión sistemática de literatura buscando identificar los métodos y variables que se deben tener en cuenta para la definición de un modelo de gestión de riesgos para la compra y venta de energía.

Durante la revisión, se identificó que la reestructuración de los sistemas eléctricos en estructuras de mercados eléctricos ha generado una dinámica financiera importante y hace que el estudio sea aún más complejo y diversificado (Jiang & Kang, 2016). Actualmente, la energía ha llegado a ser un activo más de negociación dentro los mercados (Amjady & Vahidinasab, 2013), pasando de ser un monopolio en muchos países a ser un oligopolio (Prabavathi & Gnanadass,

2015), (Sanda, Olsen, & Fleten, 2013), donde solo algunos tienen acceso a dicho mercado. Esta liberación o independencia de los mercados eléctricos ha hecho que cada actividad del proceso de la energía eléctrica, como son la generación, la transmisión, la distribución y la compra/venta (F. D. S. de Sousa, 2014), deba ser estudiado más a profundidad para poder sacar el mayor provecho de cada uno, buscando minimizar los costos y maximizar los ingresos como en cualquier otro negocio.

Las empresas del sector eléctrico se enfrentan a múltiples variables como la actitud de los participantes en el mercado, la variación de los precios del combustible, la disponibilidad de los recursos (Manco, Botero, & Medina, 2016), la rentabilidad, la posición de riesgo, la disponibilidad de capital, la adecuación de las inversiones en plazos, liquidez, solvencia y gestión de la deuda (capital externo - pasivos financieros con costo) (Manco et al., 2016), inclusive la congestión de las redes (Androcec & Krajcar, 2013); por lo tanto, deben definir estrategias que les permitan realizar buenas negociaciones, controlando la mayor cantidad de variables posible.

Por ejemplo, los generadores enfrentan las nuevas tecnologías de generación de energía llamadas renovables, como son la energía eólica, energía por biomasa (bioenergía) o energía solar, cuyas condiciones son completamente variables y algunas dependen de condiciones climáticas, siendo su precio mucho más difícil de predecir en un mercado eléctrico en tiempo real (F. D. S. de Sousa, 2014) (Yang, Callaway, & Tomlin, 2014).

Uno de los aspectos más importantes para garantizar el desempeño financiero es la gestión del riesgo en los procesos de negociación, esta gestión permite apoyar la toma de decisiones bajo incertidumbre, evaluando aspectos como la exposición al riesgo (Jiang & Kang, 2016).

Una de las principales herramientas que utilizan los compradores y vendedores de energía son la firma de contratos bilaterales (F. D. S. de Sousa, 2014). Otro tipo de contratación muy común son los contratos por diferencia (F. D. S. de Sousa, 2014) (F. Sousa, Lopes, & Santana, 2015a) (F. Sousa et al., 2015b) como una clasificación de los contratos bilaterales.

Las principales estrategias para control de riesgos identificadas en los artículos se presentan en la Tabla No. 1, donde la optimización de portafolios encabeza la lista buscando que los riesgos sean los menores posibles y que se obtenga un rendimiento más alto que una inversión a plazo fijo. En segundo lugar, se encuentra la firma de contratos bilaterales y/o contratos por diferencia los cuales se caracterizan básicamente porque el vendedor se compromete a suministrar una determinada cantidad de energía en un punto de suministro a cambio de un precio por unidad de energía pactado entre ambos.

Estrategia y/o solución	Artículos relacionados
Optimización de portafolios	(Maier, Street, & McKinnon, 2016), (H. Algarvio, Lopes, Sousa, & Lagarto, 2017), (Lorca & Prina, 2014), (Shinde & Deshmukh, 2014), (Mathuria, Bhakar, & Li, 2015)
Contratos bilaterales y contratos por diferencia	(Hugo Algarvio & Lopes, 2014), (F. Sousa et al., 2015a), (F. Sousa et al., 2015b), (F. D. S. de Sousa, 2014)
Programación lineal estocástica	(Pousinho, Contreras, Bakirtzis, & Catalao, 2013), (Lorca & Prina, 2014)
Modelo integrado	(Dagoumas, Koltsaklis, & Panapakidis, 2017), (Manco et al., 2016)
Políticas de cobertura	(Sanda et al., 2013)

Estrategia y/o solución	Artículos relacionados
Definición estratégica de ofertas	(Prabavathi & Gnanadass, 2015)
Marco de trabajo multi-objetivo eficiente	(Amjady & Vahidinasab, 2013)
Sistema multi-agente para negociación de mercados eléctricos	(Pinto, Sousa, Praça, Vale, & Morais, 2016)
Gestión de la congestión	(Androcec & Krajcar, 2013)
Simulación y análisis de sensibilidad	(Caicedo, Rudnick, & Sauma, 2014)
Control indirecto de carga	(Yang et al., 2014)
Visión compartida de diferentes soluciones	(Jiang & Kang, 2016)

Tabla 1. Estrategias para control de riesgos

Se identifican estrategias adicionales para el control del riesgo como un portafolio de optimización basado en la teoría Markowitz (H. Algarvio et al., 2017), un modelo para optimizar las decisiones comerciales a mediano plazo para un generador con unidades generadoras en diferentes lugares (Lorca & Prina, 2014), un portafolio de optimización determinando las fronteras eficientes entre los precios del carbón y del petróleo (Shinde & Deshmukh, 2014), mecanismos de subastas para contratos a largo plazo (Caicedo et al., 2014), la combinación de modelos de compromiso unitario para la previsión de precios del día a día con modelos basados en redes neuronales para la previsión de precios de la bolsa de energía (Dagoumas et al., 2017) o un enfoque de programación lineal de valores mixtos estocásticos con el objetivo de maximizar el beneficio total esperado de un generador de una planta hidroeléctrica (Pousinho et al., 2013).

En la Tabla No. 2, se relacionan las variables identificadas como parte del análisis para una correcta gestión del riesgo.

Principales variables identificadas	
Actitud del inversionista	Demanda mínima y máxima
Precios del mercado	Función de utilidad
Pérdidas potenciales	Precio marginal de locación
Consumo eléctrico	Costo del combustible
Precio spot horario	

Tabla 2. Principales variables

La variable más utilizada fue la actitud del inversionista en la cual definen la actitud como moderada, arriesgada o neutral, usando la técnica estadística de valor en riesgo (VaR – Value at Risk) y valor en riesgo condicional (CVaR – Conditional Value at Risk). En los artículos también se mencionó la variable precios de mercado como una de las más importante a tener en cuenta, ya que ésta es la que genera más volatilidad en los negocios eléctricos. También se tuvieron en cuenta variables adicionales como las pérdidas potenciales de generación, la información real de los consumos eléctricos, la demanda mínima y máxima, el costo del combustible, entre otras.

Sobre los métodos utilizados para la gestión del riesgo se encuentra básicamente la optimización de portafolios y los contratos bilaterales o por diferencia. Aunque se identifican otras estrategias y/o soluciones, los anteriormente descritos son los más mencionados entre los artículos de la investigación realizada. Se logra observar que la implementación de alguno de estos métodos o la combinación de varios permite al generador de energía eléctrica poder controlar el riesgo al que puede estar expuesto, ya sea antes de entrar en operación, cuando se están realizando negociaciones iniciales o cuando ya se encuentran en operación, transando energía en el mercado spot.

A pesar de encontrar múltiples variables que se deben tener en cuenta al momento de definir un modelo para el control del riesgo, se identifican las variables principales que son estratégicas para poder calcular el nivel de riesgo en una negociación. Las principales variables son la actitud del inversionista y los precios del mercado. La investigación realizada permite concretar que la combinación de éstas y otras variables permiten definir un modelo coherente y eficaz, dependiendo del momento para el cual se requiera calcular el riesgo.

Adicionalmente se identifican las medidas para cuantificar y gestionar el riesgo en los mercados como es el valor en riesgo (VaR) y el valor en riesgo condicional (CVaR), siendo esta última la medida que permite mayor optimización y control, utilizada principalmente en la optimización de los portafolios y los contratos bilaterales y/o por diferencia. (H. Algarvio et al., 2017) (Dagoumas et al., 2017) (Jiang & Kang, 2016) (Manco et al., 2016) (Mathuria et al., 2015) (Hugo Algarvio & Lopes, 2014) (Caicedo et al., 2014) (Lorca & Prina, 2014) (Pousinho et al., 2013) (Amjady & Vahidinasab, 2013)

3.5. Artículo objetivo

Teniendo en cuenta las condiciones del caso de estudio, donde el objetivo es el mercado mexicano donde especialmente manejan diferentes precios de la energía dependiendo de la ubicación, uno de los artículos explorados se acerca mucho a dichas condiciones considerando precios locales de electricidad.

Dicho artículo aborda la gestión del riesgo mediante el desarrollo de una metodología para calcular posiciones contractuales que maximicen las ganancias esperadas y equilibra adecuadamente la exposición al riesgo, con un interés

particular en los efectos de la dependencia entre los precios locales de electricidad (Lorca & Prina, 2014).

Se utiliza un modelo de series de tiempo que captura las correlaciones temporales y espaciales de los precios de electricidad dependiendo de la ubicación y un método de construcción de árbol de escenarios. Igualmente hace uso de la variación del riesgo condicional (CVaR) para medir el riesgo, incorporada a la función objetivo multiplicada por el parámetro de aversión al riesgo. En este trabajo no se hará uso de la construcción del árbol de escenarios para los precios de la energía, sino que se tomarán los datos del Mercado del Día en Adelanto (MDA).

La solución al problema se formula como un programa estocástico con recurso, formado de manera equivalente como un programa lineal:

$$\max_{\{x_{istk}, e_{istk}, f_{itkb}^B, f_{itkb}^S, g_{lmtkb}, \xi, \eta_s\}} \sum_{s=1}^S p_s \pi_s + \gamma \left(\xi - \frac{1}{1-\alpha} \sum_{s=1}^S p_s \eta_s \right)$$

Ecuación 1. Fórmula objetivo

La función objetivo corresponde a la ganancia total esperada teniendo en cuenta un rango de probabilidades, más CVaR, multiplicada por el parámetro γ de aversión al riesgo y teniendo en cuenta un valor a arriesgar en la negociación.

En la fórmula anterior el beneficio (π_s) se calcula de la siguiente manera, teniendo en cuenta las siguientes variables y se puede interpretar de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \pi_s = & \sum_{l=1}^L \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^K e_{lstk} \beta_{ltk} P_{lst}^E - \sum_{i=1}^I \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^K x_{istk} C_{it} \\ & + \sum_{l=1}^L \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^K \sum_{b=1}^{N^f} (C_{ltk}^{fS} f_{ltk}^S - C_{ltk}^{fB} f_{ltk}^B) \\ & + \sum_{l=1}^L \sum_{m \neq l}^L \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^K \sum_{b=1}^{N^{cfD}} C_{lmtkb}^{cfD} g_{lmtkb} + \sum_{l=1}^L \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^K D_{ltk} P_{ltk}^D \forall_s \end{aligned}$$

Ecuación 2. Fórmula para el cálculo del beneficio

Beneficio = (cantidad en bolsa x pronóstico precio)
 – (cantidad generada x costo)
 + ((precio venta x cantidad) – (precio compra x cantidad))
 + (precio contrato x cantidad) + (precio compromiso x cantidad)

Variables fórmula objetivo	
L = Ubicación	T = Tiempo
K = Grupo horas	e_{lstk} = Cantidad electricidad en bolsa
β_{ltk} = Factor del precio	P_{lst}^E = Árbol de escenarios
I = Unidad generadora	x_{istk} = Electricidad generada
C_{it} = Costo producción	N^f = Número de bloques en contrato
C_{ltk}^{fS} = Precio de venta	f_{ltk}^S = Cantidad máxima a vender
C_{ltk}^{fB} = Precio de compra	f_{ltk}^B = Cantidad máxima a comprar
C_{lmtkb}^{cfD} = Precio en contratos por diferencia	g_{lmtkb} = Cantidad máxima en contrato
D_{ltk} = Cantidad comprometida	P_{ltk}^D = Precio comprometido

Tabla 3. Variables fórmula objetivo

π_s es el beneficio total del productor de energía en el escenario s , compuesto por los ingresos y costos obtenidos de los mercados al contado de electricidad, los contratos a plazo y las posiciones contractuales existentes.

Después de analizar dicha fórmula y de validarla con el personal especialista de MVM Ingeniería de Software, se concluye que el modelo planteado puede servir como base para la definición del modelo de simulación.

PARTE III

CARACTERIZACIÓN

En este capítulo se caracteriza la arquitectura de solución de software para el simulador construido en sus vistas conceptual y de implementación y la propuesta de arquitectura de solución de software para el simulador en el producto Energy Suite de MVM Ingeniería de Software, en sus vistas física y lógica.

Se construyen las vistas arquitectónicas de referencia para la integración de software, teniendo en cuenta la vista conceptual y de implementación como las vistas genéricas de integración de los componentes y la vista lógica y física como las vistas prototípicas de integración orientadas a la recomendación de implementación del modelo de simulación en Energy Suite.

CAPÍTULO 4

Arquitectura de Referencia

La arquitectura planteada en este documento se basa en 4 vistas que definen aspectos en los siguientes frentes:

- Vista Conceptual: visión que los usuarios tienen de los principales módulos del modelo.
- Vista Lógica: visión de los principales patrones utilizados en el desarrollo del modelo y los principios de diseño usados.
- Vista Física: visión de la forma en la que los componentes de software se despliegan en los dispositivos de hardware.
- Vista de Implementación: visión que muestra cómo interactúan y se integran los diferentes componentes del modelo.

4.1. Arquitectura del Simulador Construido

4.1.1. Vista Conceptual

El siguiente diagrama permite definir a alto nivel los módulos que conforman el modelo.

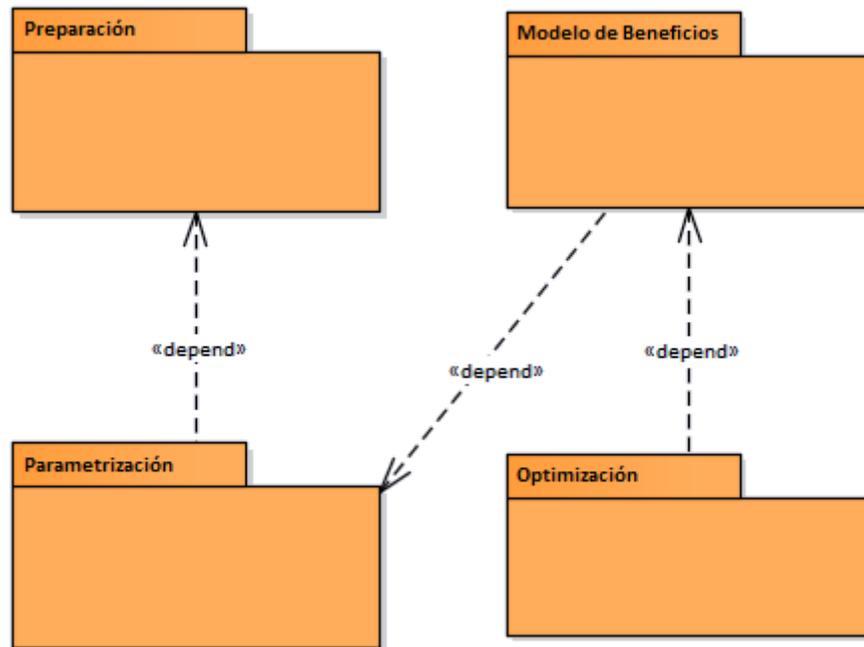


Ilustración 3. Diagrama de la vista Conceptual

Preparación: Módulo que permite realizar la organización y preparación de los datos que serán usados en el modelo a través de la aplicación Microsoft Excel. El proceso se detalla en el capítulo 5.

Parametrización: Módulo para el ingreso de las variables cantidad en bolsa, cantidad generada, costo de generación, cantidad compra y cantidad venta que son requeridas para el cálculo del beneficio. Adicionalmente, permite definir la distribución que tendrán los datos base para el proceso de simulación. El proceso se detalla en el capítulo 6.

Modelo de Beneficios: Módulo que permite la ejecución y presentación de los resultados de la simulación del beneficio tomando como base las variables descritas en el módulo anterior. El proceso se detalla en el capítulo 6.

Optimización: Módulo donde se toma el resultado final de la simulación y se aplica la probabilidad del escenario simulado, la aversión al riesgo, el valor a arriesgar en la negociación y el nivel de confianza, obteniendo como resultado final el beneficio optimizado. El proceso se detalla en el capítulo 6.

4.1.2. Vista de Implementación

En esta vista se ilustra la forma de integrar los diferentes componentes internos y externos del modelo.

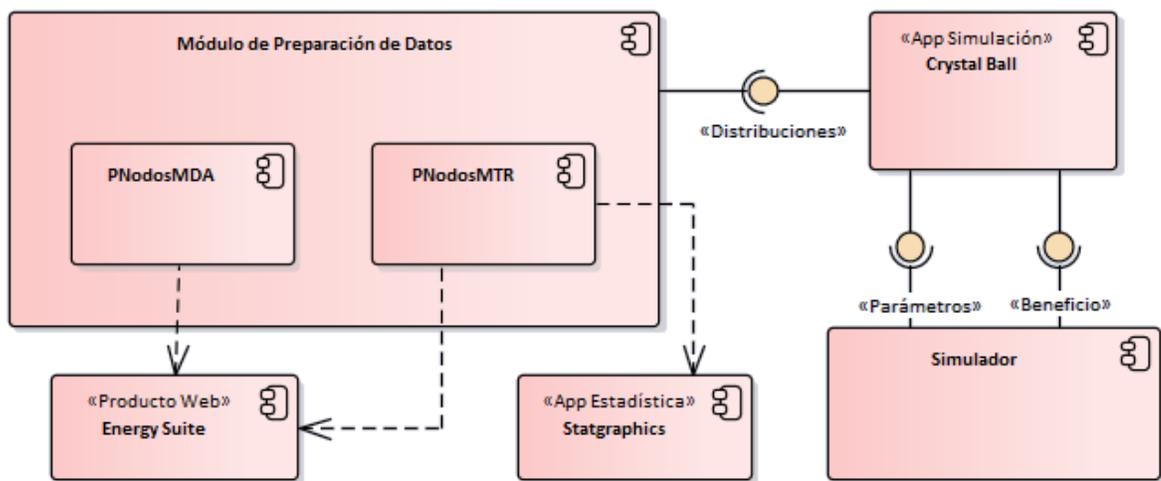


Ilustración 4. Diagrama de la vista de Implementación

Nombre del componente o parte: Módulo de Preparación de Datos	
Nombre de la interfaz requerida: Distribuciones	
Descripción de la operación:	Conexión con la herramienta Crystal Ball como aplicación de simulación, la cual recibe los parámetros de la distribución específica que tendrán los datos base para la simulación. Distribución para el precio

	pronosticado basado en MDA, distribución para el precio de venta basado en MTR y distribución para el precio de compra basado en MTR.
Precondiciones:	Definición de la distribución de los datos y sus respectivos parámetros.
Resultados observables	Especificación de la distribución en los datos que intervienen en la simulación del cálculo del beneficio.
Consideraciones de implementación	Se puede tomar como base una herramienta para la simulación o realizar la programación en un lenguaje que apoye dicho proceso.

Tabla 4. Especificación interfaz Distribuciones

Nombre del componente o parte: Simulador	
Nombre de la interfaz requerida: Parámetros	
Descripción de la operación:	Conexión entre el simulador y la herramienta de simulación (Crystal Ball) donde se intercambian las variables cantidad en bolsa, cantidad generada, costo de generación, cantidad compra y cantidad venta que son requeridas para el cálculo del beneficio, necesarias para el cálculo del beneficio. Definición del dato a simular (Beneficio). Se propone desarrollar la herramienta como una interfaz para el ingreso de los parámetros y la visualización de los resultados de la simulación, evitando así el licenciamiento de herramientas de ofimática.
Precondiciones:	Contar con la definición de la distribución de los datos que intervienen en el cálculo del beneficio.
Resultados observables	
Consideraciones de	El ingreso de estos parámetros puede ser a través de

implementación	Microsoft Excel o a través de un formulario más amigable para el usuario final.
----------------	---

Tabla 5. Especificación interfaz Parámetros

Nombre del componente o parte: Simulador	
Nombre de la interfaz requerida: Beneficio (fórmula Excel)	
Descripción de la operación:	Cálculo del beneficio con base en la fórmula 2 de este documento, tomando como base los parámetros recibidos en la interfaz “Parámetros”
Precondiciones:	Definición de la distribución de los datos especificada en la interfaz “Distribuciones”. Ingreso previo de los parámetros de la interfaz “Parámetros”.
Resultados observables	Ejecución de la simulación y resultados del modelo como estadísticas generales, percentiles, bandeja de gráficos, datos de sensibilidad y valores de prueba.
Consideraciones de implementación	Realizar la simulación a través de herramientas desarrolladas para este fin o programar la simulación a través de lenguajes de programación que soporten dicho proceso.

Tabla 6. Especificación interfaz Beneficio

4.2. Arquitectura para Simulador en Energy Suite

4.2.1. Vista Física

La vista física ilustra la distribución del procesamiento entre los distintos equipos que conforman la solución: servidor de base de datos y servidor web.

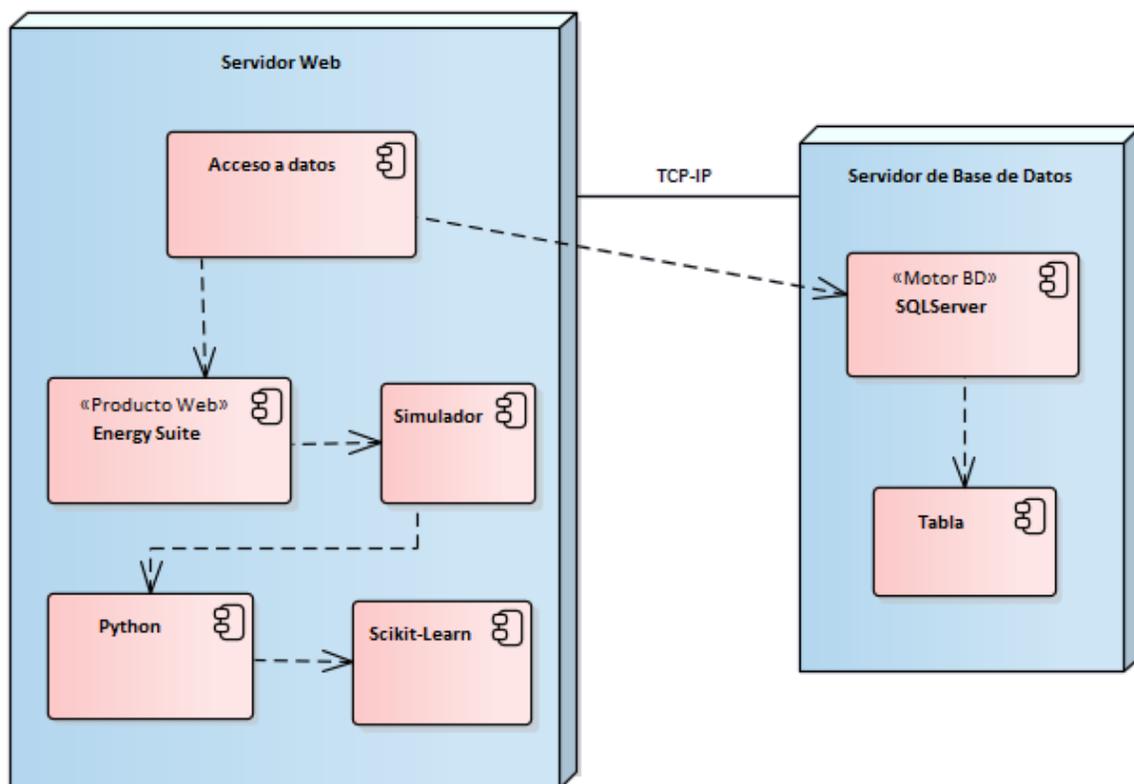


Ilustración 5. Diagrama de la vista física

El Servidor (middleware), representa a un servidor web de aplicaciones, que despliega servicios web y que contiene los siguientes componentes:

- Acceso a datos: Este componente se encarga del acceso a los datos.
- Energy Suite: Producto de MVM con servicio en la nube el cual contiene los módulos MVMCommercial, MVMTransactions y MVMInsights, que soporta el Front, Middle y Back Office de las Operaciones y Procesos del Mercado Eléctrico Mayorista.
- Simulador: Modelo de simulación de riesgos financieros propuesto en este documento, permitiendo ampliar la capacidad del producto Energy Suite.
- Python: Lenguaje de programación sugerido para el desarrollo del modelo de simulación. Permite identificar la distribución de los datos y adicionalmente,

programar, ejecutar y visualizar los resultados de la simulación propuesta. Para la inclusión de esta funcionalidad en Energy Suite, se propone realizar el desarrollo con Python por su escalabilidad y facilidad en la programación de las funciones de simulación. En este trabajo se presenta la simulación usando la herramienta Crystal Ball pero se sugiere programar el proceso directamente en Energy Suite. Adicionalmente, Crystal Ball presenta una restricción en la cantidad de datos que se pueden tomar para realizar una simulación (5.000 registros) y Excel solo permite 1.048.576 filas.

- Scikit-learn: Librería de machine learning para el lenguaje de programación Python que incluye varios algoritmos necesarios para el proceso de simulación.

La Base de Datos (back-end) corresponde a un servidor de bases de datos SQL Server, que almacenará las tablas que permiten la operación, administración y configuración del modelo de simulación.

4.2.2. Vista Lógica

A continuación, se explica la vista lógica correspondiente al diseño del sistema.

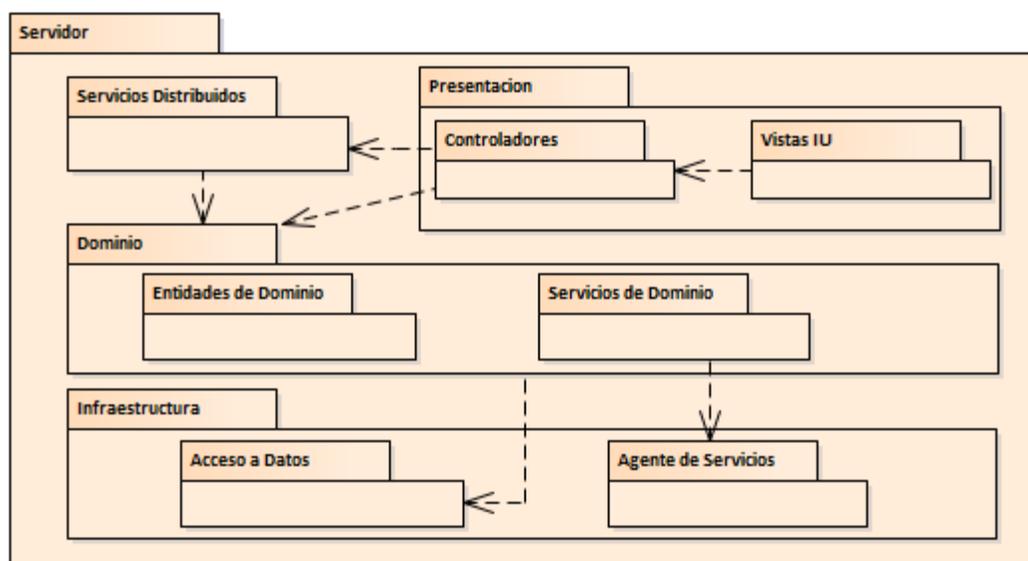


Ilustración 6. Diagrama de la vista lógica

Este modelo de arquitectura lógica se plantea integrando el modelo propuesto con Energy Suite, bajo un diseño dirigido por dominio: llamado DDD por la sigla en inglés de Domain Driven Design, (Evans, 2015) se utiliza para la definición de las capas lógicas de la arquitectura.

A continuación, se explican los paquetes del sistema:

Servicios Distribuidos: se refiere a la colección de clases y componentes que implementan los servicios que constituyen el API. Los *endpoints* definen el mecanismo de acceso a los servicios que conforman este paquete.

Presentación: posee toda la lógica de interacción contenida en la interface de usuario, está constituido por dos paquetes:

- Vistas IU: contiene todos los formularios de la aplicación, los cuales incluyen los controles y las galerías de imágenes.
- Controladores: contiene todas las clases que capturan las acciones desencadenadas por los controles de la interface de usuario, y hace las respectivas invocaciones a los responsables de llevar a cabo dichas acciones.

Dominio: contiene las clases que constituyen elementos estructurales propios del sistema, está constituido por dos paquetes:

- Servicios de Dominio: posee las clases que se encargan de definir las acciones que deriva cada servicio de negocio que se debe prestar.
- Entidades de Dominio: contiene los tipos de datos necesarios para llevar a cabo las acciones para el manejo de las tablas de del sistema.

Infraestructura: contiene las clases que se encargan de almacenar la información y consumir los servicios, está constituido por dos paquetes:

- Acceso a Datos: contiene las clases con las operaciones de manipulación de datos y la clase de Origen de Datos con las labores propias de la conexión a la base de datos.
- Agentes de Servicios: se encargará de ser necesario, de llevar a cabo las acciones que involucran invocación de servicios web de terceros para integrar el sistema con otros.

PARTE IV

FORMULACIÓN Y CONSTRUCCIÓN

Se toma como base la metodología CRISP-DM la cual es utilizada en proyectos de minería de datos y consta de las siguientes fases: entendimiento del negocio, entendimiento de los datos, preparación de los datos, modelamiento, evaluación e implantación.

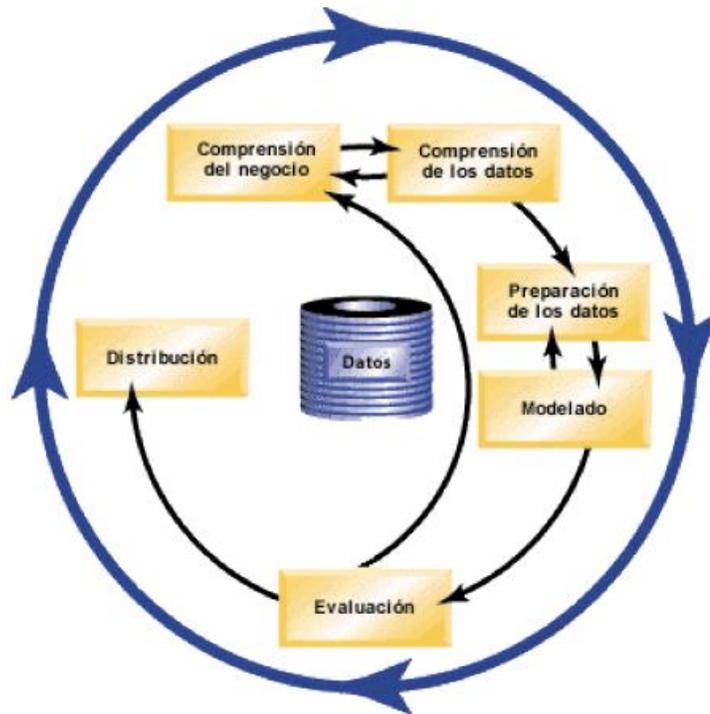


Ilustración 7. Metodología CRISP-DM
(C) Copyright IBM Corporation 1994, n.d.)

La fase 1 de comprensión del negocio y la fase 2 de comprensión de los datos se encuentran detalladas en el capítulo 2 del presente documento, en el cual se contextualiza sobre la operación del negocio de energía en México y los datos de los precios marginales locales.

La fase 3 de preparación de los datos se encuentra a continuación en el capítulo 5, la fase 4 de modelado se encuentra detallada en el capítulo 6 y la fase 5 se presenta en el capítulo 7 de este documento.

Se excepciona la última fase de la metodología que es la implantación; sin embargo, en el capítulo 4 se propone una arquitectura de integración del modelo con Energy Suite y en el capítulo 8 se proponen trabajos futuros que podrían mejorar el modelo propuesto.

CAPÍTULO 5

Preparación de datos

Después de analizar la función objetivo anteriormente expuesta, se revisaron cada una de las variables que componen las fórmulas para verificar la disponibilidad de los datos.

En conjunto con los especialistas de MVM Ingeniería de Software se comenzó con la búsqueda de los datos de cantidad y costo de generación, información sobre las cantidades de energía y precios en contratos ya establecidos y demás variables contenidas en la fórmula objetivo.

Debido a la poca información que se logró obtener, se concluyó que dichos parámetros serían de ingreso manual por el usuario final, permitiendo así el avance con la definición del modelo de simulación.

En el análisis de la información del precio en bolsa, se consultó en el CENACE la información pública que está expuesta en el sitio ["https://www.cenace.gob.mx/SIM/VISTA/REPORTES/PreEnergiaSisMEM.aspx"](https://www.cenace.gob.mx/SIM/VISTA/REPORTES/PreEnergiaSisMEM.aspx).

Allí se logró encontrar la información de los PML (Precio Marginal Local) desde el año 2016. La información se encuentra dividida entre "Precios de la energía" y "Precios de Nodos Distribuidos". Dentro de cada división se encuentran los precios para el MDA (Mercado de Día en Adelanto) y para el MTR (Mercado de Tiempo Real), tanto Diarios como Mensuales. A continuación, se presenta una imagen la distribución de la información.

Fecha de Operación	Reporte	Última Actualización
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (Precios de la energía/Precios Marginales Locales/MDA/Mensuales)		
MAYO	PML-MDA-Men-May.1	2019/06/03 08:00:07 AM
MAYO	PML-MDA-Men-May.2	2019/06/03 08:00:07 AM
ABRIL	PML-MDA-Men-Abr.2	2019/05/03 08:00:07 AM
ABRIL	PML-MDA-Men-Abr.1	2019/05/03 08:00:07 AM
MARZO	PML-MDA-Men-Mar.1	2019/04/03 08:00:07 AM
MARZO	PML-MDA-Men-Mar.2	2019/04/03 08:00:07 AM
SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA (Precios de la energía/Precios Marginales Locales/MDA/Mensuales)		
MAYO	PML-MDA-Men-May.2	2019/06/03 06:00:07 AM
MAYO	PML-MDA-Men-May.1	2019/06/03 06:00:07 AM
ABRIL	PML-MDA-Men-Abr.2	2019/05/03 06:00:07 AM
ABRIL	PML-MDA-Men-Abr.1	2019/05/03 06:00:07 AM

Seleccione el archivo deseado para descargarlo a su equipo

Ilustración 8. Distribución información precios energía
(cenace.gob.mx, n.d.)

Toda la información se encuentra publicada en archivos con extensión .csv, .pdf y .html. Se tomaron los archivos con extensión .csv los cuales se convirtieron a Excel para un mejor tratamiento de los datos. Para los PML diarios, se encuentra un archivo para cada día y para los PML mensuales, la información está dividida en archivos por cada 15 días; es decir, 2 archivos por cada mes desde el año 2016 a la fecha.

En la ramificación de Precios de la energía / Precios Marginales Locales, está publicada la información para los precios de la energía para cada día, cada hora, de cada uno de los nodos, generando así más de 10 millones de registros.

En la ramificación de Precios de la energía / Precios de Nodos Distribuidos, está publicada la información para los precios de la energía para cada día, cada hora, por zonas de carga, generando así alrededor de 250 mil registros. Toda esta información se encuentra tanto para el MDA como para el MTR.

También se encuentra la información para el Sistema Interconectado Nacional, Sistema Interconectado Baja California y Sistema Interconectado Baja California Sur. Dado que uno de estos sistemas representa el 94.4% del mercado eléctrico de México (el Sistema Interconectado Nacional o SIN con 68.6 GW de capacidad en operación al final de septiembre 2018), los otros dos sistemas juegan un rol menor (Sistema Eléctrico de Baja California o BCA, con 3.2 GW y Sistema Eléctrico de Baja California Sur o BCS, con 0.9 GW). (García & Gutiérrez, 2018).



Ilustración 9. Sistemas eléctricos de México: BCA, BCS, SIN y sus Regiones de Control y nodos representativos

(García & Gutiérrez, 2018)

Se toma la decisión de usar la información solamente para el Sistema Interconectado Nacional (SIN) por nodos distribuidos, tanto para el MDA como para el MTR.

El precio de la energía en México está confirmado por 3 componentes: energía, pérdida y congestión; sin embargo, solo se tomará la información del precio por zona de carga, el cual ya contiene las variaciones de los 3 componentes descritos.

Debido a que la información se encuentra en forma horaria, se realiza un procesamiento a la información generando el promedio diario de los precios de energía. Se tomaron cada uno de los archivos en Excel que contenían la información para 15 días desde el 1 de febrero de 2016. A través de una tabla dinámica en Excel, se generaron los promedios para el Precio Zonal (\$/MWh), Componente energía (\$/MWh), Componente perdidas (\$/MWh) y Componente Congestion (\$/MWh) para cada uno de los días, por zona de carga. Dichos promedios se copiaron y se pegaron en un nuevo archivo donde se acumularía toda la información de los promedios del precio zonal y sus diferentes componentes. La muestra final de los datos es de 122.816 registros para el MDA y 87.668 registros para el MTR.

Después de contar con toda la información de los precios promedio para cada uno de los días, tanto en el MDA como en el MTR, se continuó con el análisis de los datos de la variable Precio Zonal (\$/MWh).

Se revisaron varias aplicaciones como AutoModel de RapidMiner, Crystal Ball de Oracle y Statgraphics, encontrando que en las dos primeras había restricción en la cantidad de datos a procesar: AutoModel solo permite 10.000 registros en su versión web y en la versión de escritorio, solo permite 50.000; Crystal Ball solo permite 50.000.

Se concluye que la herramienta para poder definir la distribución de los datos es Statgraphics Centurion XVI, Versión 16.2.04 (32 bit).

Se inicia la aplicación y se realiza la carga de los datos iniciando con los datos de MDA (Mercado del Día en Adelanto) con 122.816 registros.

STATGRAPHICS Centurion - Untitled StatFolio

File Edit Plot Describe Compare Relate Forecast SPC DOE SnapStats! Tools View Window Help

DataBook StatAdvisor StatGallery StatReporter StatFolio Comments

D:\Modelo\PNodosMDA.sgd

	Fecha	Zona de Carga	Precio Zonal MDA (\$/MWh)	Componente energia (\$/MWh)	Componente perdidas (\$/MWh)	Componente Congestion (\$/MWh)	Col_7	Col_8	Col_9
122801	31-05-19	TICUL	2781.57	1925.85	522.80	332.91			
122802	31-05-19	TLAYCALA	2165.95	1925.85	114.87	125.23			
122803	31-05-19	TUXTLA	2310.58	1925.85	247.19	137.53			
122804	31-05-19	URUAPAN	2009.11	1925.85	67.15	16.10			
122805	31-05-19	VDM CENTRO	2125.25	1925.85	113.30	86.09			
122806	31-05-19	VDM NORTE	2094.30	1925.85	104.22	64.23			
122807	31-05-19	VDM SUR	2138.27	1925.85	122.82	89.60			
122808	31-05-19	VERACRUZ	2166.40	1925.85	129.98	110.57			
122809	31-05-19	VICTORIA	1813.31	1925.85	-128.82	16.28			
122810	31-05-19	VILLAHERMOSA	2471.71	1925.85	281.98	263.87			
122811	31-05-19	XALAPA	2088.70	1925.85	84.78	78.07			
122812	31-05-19	ZACAPU	1986.04	1925.85	44.50	15.70			
122813	31-05-19	ZACATECAS	1991.52	1925.85	53.41	12.25			
122814	31-05-19	ZAMORA	1988.27	1925.85	46.85	15.57			
122815	31-05-19	ZAPOTLAN	1938.76	1925.85	-2.37	15.27			
122816	31-05-19	ZIHUATANEJO	2285.29	1925.85	250.69	108.75			
122817									
122818									
122819									
122820									
122821									

Ilustración 10. Carga de datos Statgraphics para MDA

A través del menú de Statgraphics > Describe > Distribution Fitting > Fitting Uncensored Data (ajuste de datos sin censura), se selecciona la variable Precio Zonal (\$/MWh).

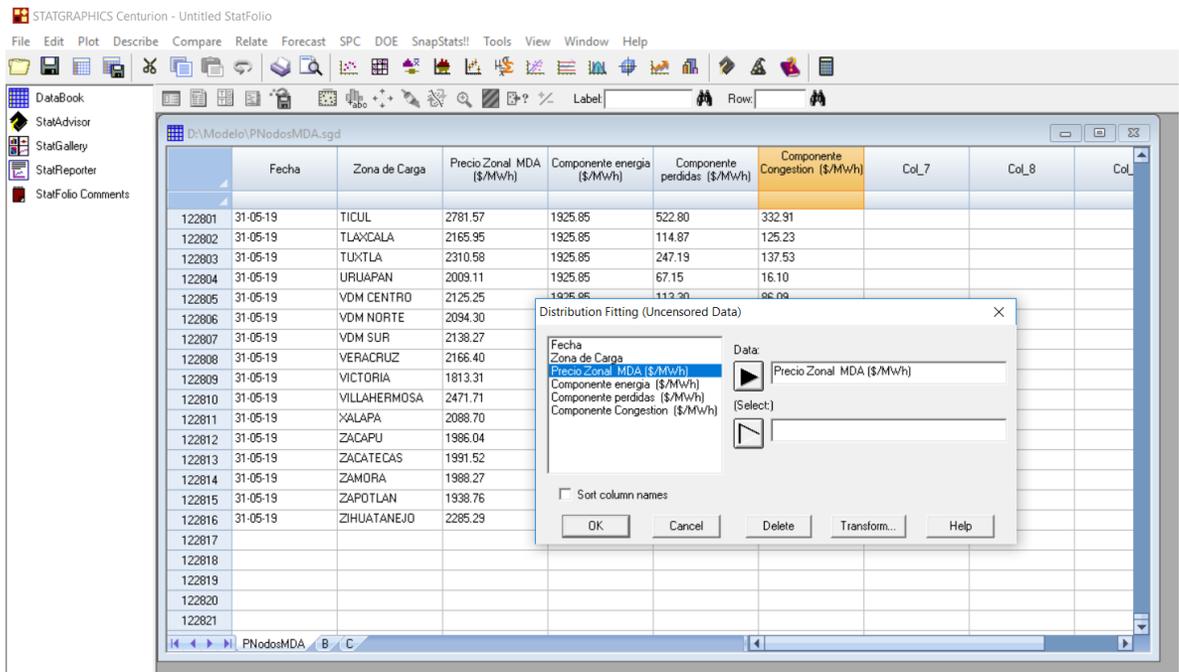


Ilustración 11. Selección de variable a analizar

Al dar clic en el botón OK, el sistema presenta las diferentes distribuciones de probabilidad disponibles en el sistema. Por defecto, aparece seleccionada la distribución normal.

Según (Díaz & Fernández, 2001), la distribución normal es una de las distribuciones teóricas más estudiadas y más utilizadas. Su importancia se debe fundamentalmente a la frecuencia con la que distintas variables asociadas a fenómenos naturales y cotidianos siguen, aproximadamente, esta distribución. Por tal motivo, Statgraphics selecciona por defecto dicha distribución con el estadístico de bondad de ajuste para probar la hipótesis de que los datos se comportan como una distribución normal.

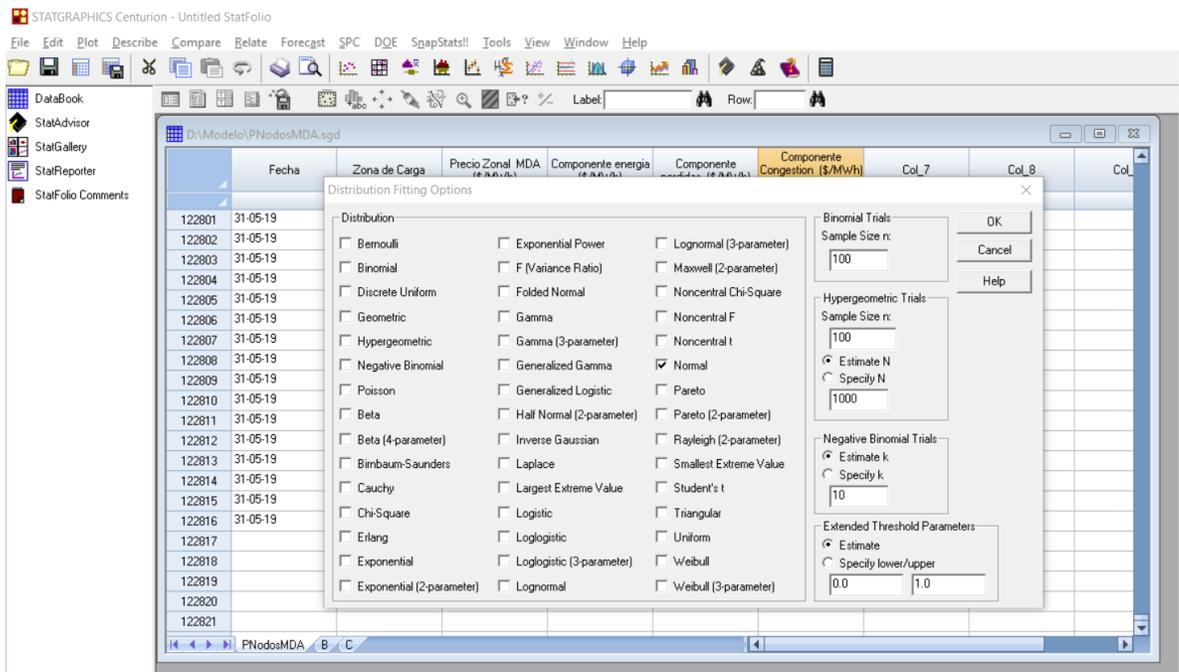


Ilustración 12. Distribución normal por defecto en Statgraphics

A continuación, se seleccionan las opciones: “Test for normality”, “Goodness-of-Fit tests” y “Comparison of Alternative Distributions”; se desactiva la opción “Density Trace”.

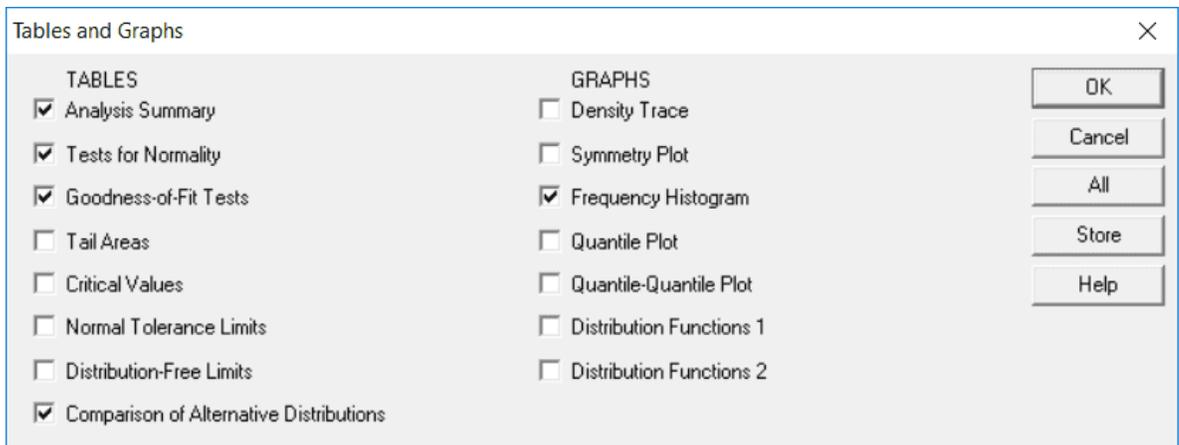


Ilustración 13. Test de normalidad y comparación con otras distribuciones

Haciendo el análisis con base en la prueba de bondad de ajuste de distribución Kolmogorov-Smirnof, con una confianza del 95%, se rechaza la hipótesis nula; es decir, que el Precio Zonal proviene de una distribución normal.

Uncensored Data - Precio Zonal MDA (\$/MWh)

Goodness-of-Fit Tests for Precio Zonal MDA (\$/MWh)

Kolmogorov-Smirnov Test

	<i>Normal</i>
DPLUS	0.111764
DMINUS	0.0945321
DN	0.111764
P-Value	0.0

The StatAdvisor
 This pane shows the results of tests run to determine whether Precio Zonal MDA (\$/MWh) can be adequately modeled by a normal distribution.

Since the smallest P-value amongst the tests performed is less than 0.05, we can reject the idea that Precio Zonal MDA (\$/MWh) comes from a normal distribution with 95% confidence.

Ilustración 14. Prueba de bondad de ajuste Kolmogorov-Smirnof

Ver informe de Statgraphics en el capítulo 7.

La opción *Tests for Normality* permite realizar pruebas para determinar si los datos provienen de una distribución normal. El informe generado por el sistema indica que no fue posible realizar la prueba de normalidad Shapiro-Wilk debido a la cantidad de datos, ya que el límite es de 2000 datos.

La opción *Comparison of Alternative Distributions* ajusta muchas distribuciones a los datos y las clasifica por bondad de ajuste. El informe indica que la distribución que mejor se ajusta es la distribución LogNormal.

Por tal motivo, se procede a confirmar si dicha distribución es la más adecuada, a través de un nuevo análisis por la misma herramienta, en su opción *Pane Options*.

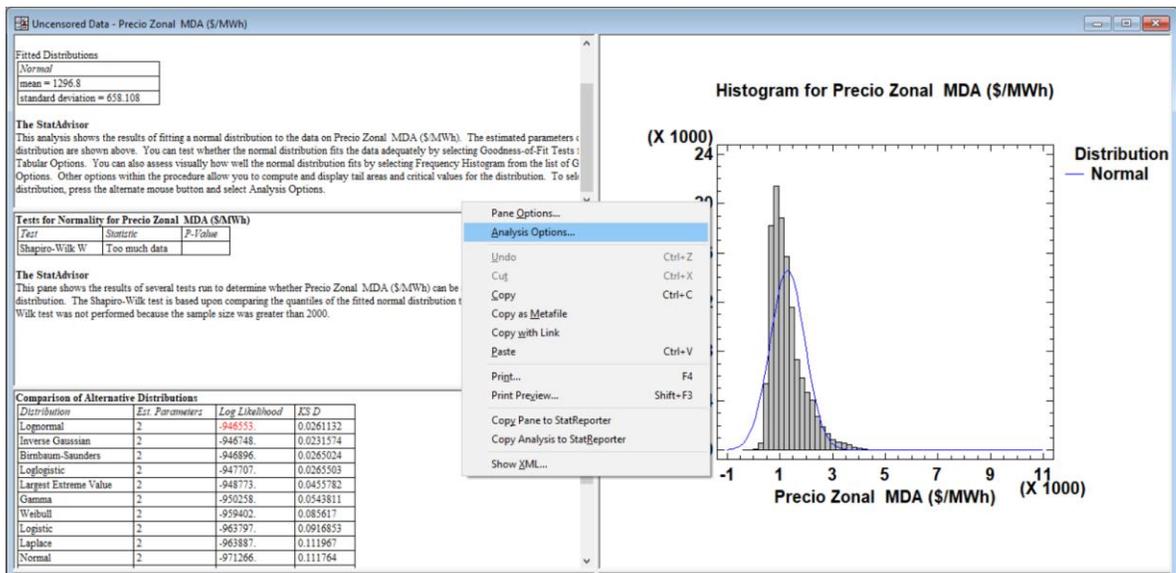


Ilustración 15. Resultado ajuste de distribución

Al ingresar a dicha opción, el sistema presenta nuevamente el listado de las distribuciones posibles y muestra seleccionadas las distribuciones que se analizaron en el paso anterior. También permite seleccionar otras pruebas de bondad de ajuste como la prueba Anderson - Darling considerada como uno de los estadísticos más potentes para determinar discrepancia en relación con la distribución normal. (Kvam & Vidakovic, 2007) (Cousineau & Engmann, 2015).

Anderson y Darling (1954) buscaron mejorar las estadísticas de Kolmogorov-Smirnov modificándolas para distribuciones de interés. La prueba Anderson-Darling se utiliza para verificar si una muestra de datos provino de una población con una distribución específica. Es una modificación de la prueba KS que explica la distribución y la prueba y presta más atención a las colas. La prueba de Anderson-Darling hace uso de la distribución específica en el cálculo de los valores críticos. La ventaja es que esto agudiza la prueba, pero la desventaja es que los valores críticos deben calcularse para cada distribución hipotética. (Kvam & Vidakovic, 2007)

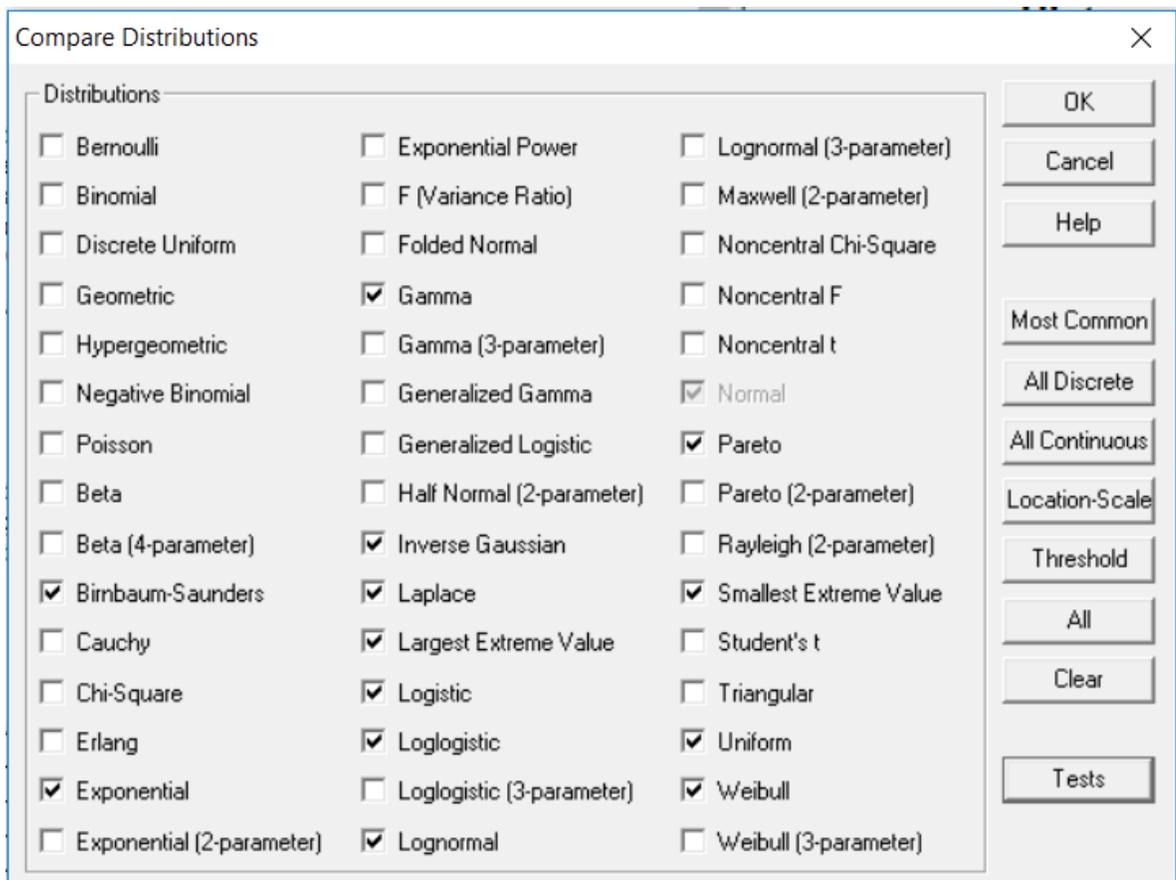


Ilustración 16. Selección de comparación de distribuciones

En la opción *Test* se visualizan las pruebas de bondad de ajuste más utilizadas, que sirven para medir y/o cuantificar qué tanto se parece la distribución de los datos con una distribución de probabilidad. Se desmarca la opción Kolmogorov-Smirnov D, se selecciona la opción Anderson-Darling y se ordena por dicha prueba. (Kvam & Vidakovic, 2007) (Cousineau & Engmann, 2015)

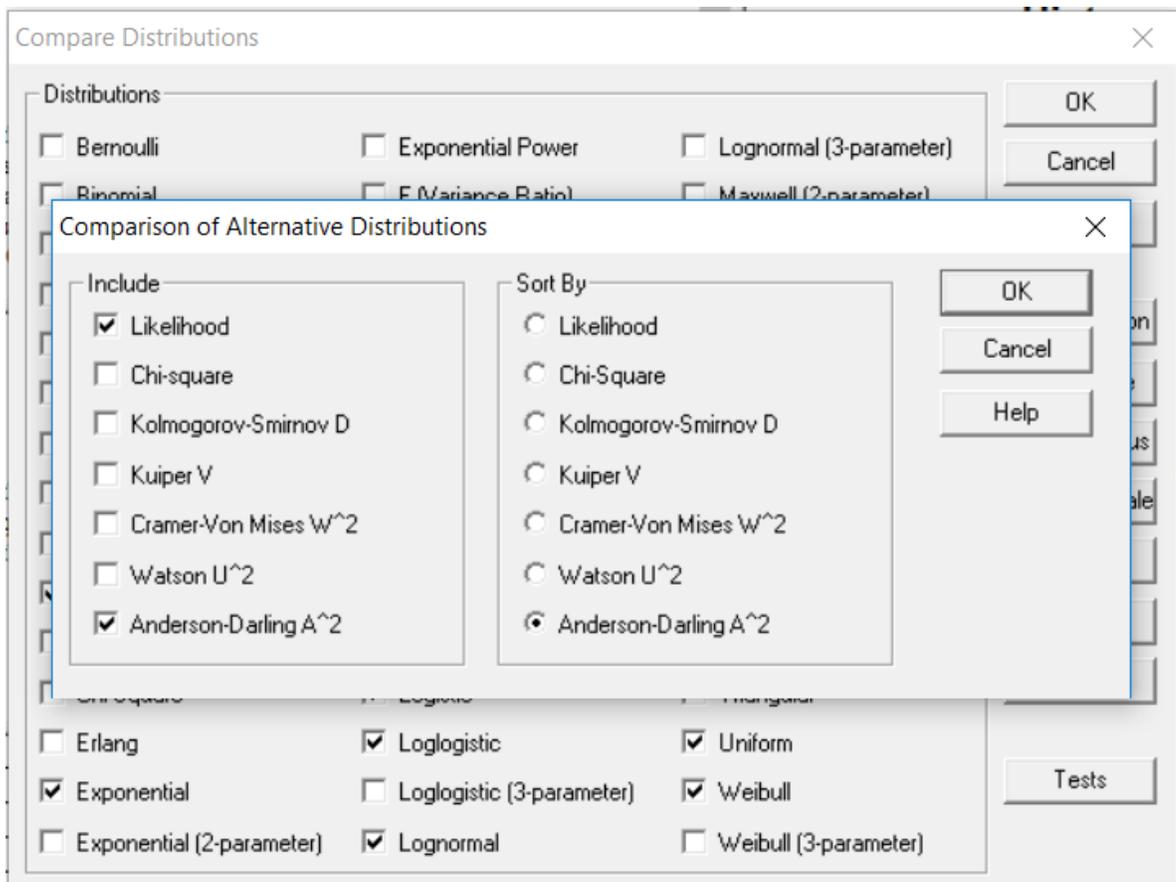


Ilustración 17. Selección de pruebas de ajuste

Los resultados de la prueba de bondad de ajuste se pueden consultar en el capítulo 7 de este documento.

De acuerdo con la prueba de bondad de ajuste Anderson – Darling, la distribución que mejor se ajusta a los datos es la distribución Gaussiana Inversa.

Al ver el ajuste de la distribución con respecto a los datos, es posible evidenciar que la distribución inversa gaussiana y la distribución lognormal son muy similares, concluyendo que se toma como base la distribución lognormal ya que las variables representan efectos multiplicativos o de interacción y, por lo tanto, pueden modelarse mejor utilizando una distribución lognormal (Diwakar, 2017).

Adicionalmente, al tener un alto coeficiente de variación, la distribución lognormal se ajusta a muchas muestras asimétricas y es preferible porque describe con mayor frecuencia los datos de manera adecuada que la distribución normal común (Limpert & Stahel, 2011).

En resumen, de acuerdo con el contraste de hipótesis y con los resultados de la prueba de normalidad y la prueba de bondad de ajuste, es posible rechazar la hipótesis nula H_0 (los datos se comportan siguiendo una distribución normal), bajo el criterio de decisión del valor P menor a 0.05 (bajo prueba Kolmogorov-Smirnov corroborado con Anderson-Darling).

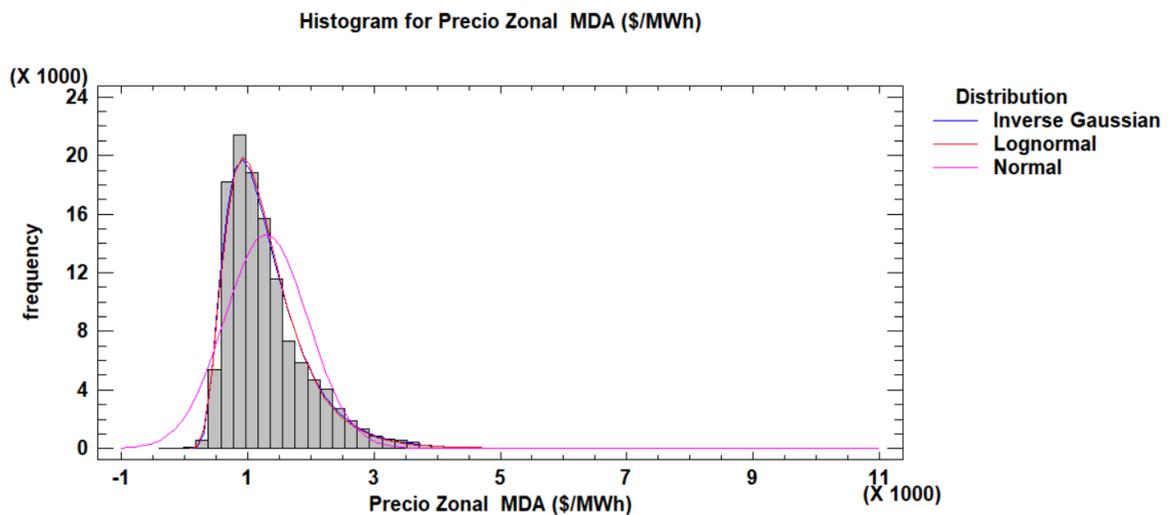


Ilustración 18. Comparación de distribuciones resultantes MDA

Se reinicia el proceso para los siguientes datos y se realiza la carga de información MTR (Mercado de Tiempo Real) con 87.668 registros.

STATGRAPHICS Centurion - Untitled StatFolio

File Edit Plot Describe Compare Relate Forecast SPC DOE SnapStats! Tools View Window Help

DataBook StaAdvisor StaGalley StaReporter StatFolio Comments

D:\Modelo\PNodosMTR.sgd

	Fecha	Zona de Carga	Precio Zonal MTR (\$/MWh)	Componente energia (\$/MWh)	Componente perdidas (\$/MWh)	Componente Congestion (\$/MWh)	Col_7	Col_8	Col_9
87655	31-05-19	TUXTLA	2157.25	1648.25	218.38	290.62			
87656	31-05-19	URUAPAN	1766.08	1648.25	39.06	78.77			
87657	31-05-19	VDM CENTRO	2017.16	1648.25	109.87	259.04			
87658	31-05-19	VDM NORTE	1998.14	1648.25	102.92	246.97			
87659	31-05-19	VDM SUR	2022.45	1648.25	116.29	257.91			
87660	31-05-19	VERACRUZ	2036.27	1648.25	127.34	260.68			
87661	31-05-19	VICTORIA	1565.55	1648.25	-133.85	51.15			
87662	31-05-19	VILLAHERMOSA	2670.91	1648.25	295.33	767.33			
87663	31-05-19	XALAPA	1978.62	1648.25	93.69	236.69			
87664	31-05-19	ZACAPU	1758.12	1648.25	32.62	77.26			
87665	31-05-19	ZACATECAS	1738.90	1648.25	28.36	62.29			
87666	31-05-19	ZAMORA	1759.98	1648.25	35.02	76.71			
87667	31-05-19	ZAPOTLAN	1710.48	1648.25	-12.51	74.74			
87668	31-05-19	ZIHUATANEJO	2072.08	1648.25	215.40	208.42			
87669									
87670									
87671									
87672									
87673									
87674									
87675									

Ilustración 19. Carga de datos Statgraphics para MTR

Ver informe de Statgraphics con los resultados de la prueba de bondad de ajuste se pueden consultar en el capítulo 7 de este documento.

Para las pruebas con ambos estadísticos, la distribución que más se ajusta a los datos es la distribución de valores extremos.

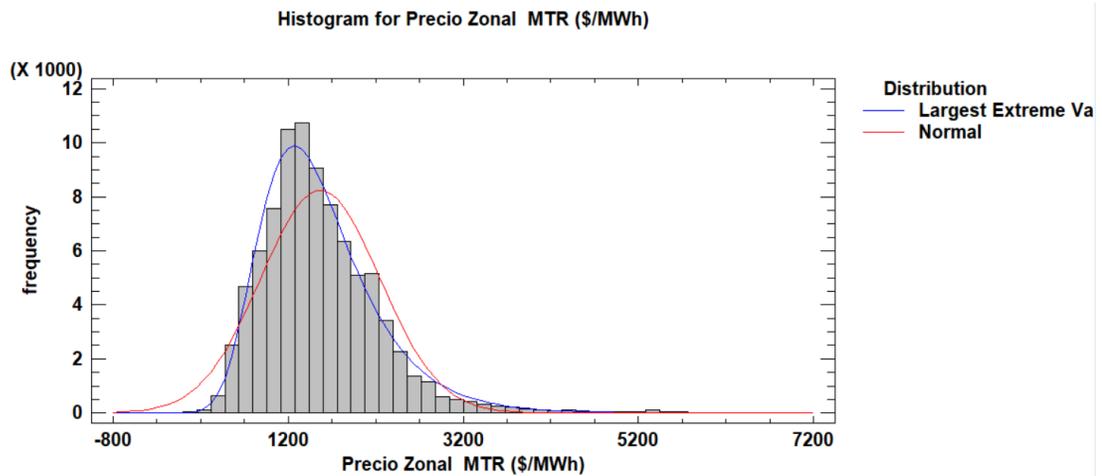


Ilustración 20. Comparación de distribuciones resultantes MTR

A continuación, se listan los parámetros y las distribuciones de probabilidad resultados del análisis realizado en Statgraphics para los precios MDA y MTR.

	Precio Nodos MDA	Precios Nodos MTR
Muestra	122816	87668
Media	1296,8	1568,87
Mediana	1159,71	1461,02
Moda	1296,8	1270,04
Desviación estándar	658,108	679,406
Mínimo	49,51	-358,57
Máximo	8674,09	6540,97
Límite inferior	747,206	992,104
Límite superior	1846,39	2145,64
Distribución	Lognormal	Largest Extreme Value
Media	1293,37	--
Desviación Estándar	632,72	--
Moda	--	1270,04
Escala	--	521,086

Tabla 7. Distribuciones de los datos MDA y MTR con sus parámetros

5.1. Distribución Logarítmico normal:

La distribución logarítmica normal se utiliza en un gran número de situaciones en las que los valores se sesgan positivamente (donde la mayoría de los valores están cerca del valor mínimo), como en el análisis financiero para la valoración de títulos o en el sector de los bienes inmuebles para la tasación de la propiedad. Se trata de una distribución de probabilidad continua.

Los parámetros para la distribución logarítmica normal son la media y la desviación estándar.

Existen tres condiciones subyacentes a la distribución logarítmica normal:

- La variable desconocida puede aumentar sin límite, pero está limitada a un valor finito en el límite inferior.
- La variable desconocida muestra una distribución sesgada positivamente.
- El logaritmo natural de la variable desconocida generará una curva normal (Oracle, n.d.)

5.2. Distribución Valor Máximo Extremo

La distribución de valor máximo extremo, conocida también como distribución de Gumbel, se suele utilizar para describir el valor más alto de una respuesta a lo largo de un periodo de tiempo: flujos sanguíneos, precipitaciones y terremotos. Entre otras aplicaciones se incluyen la resistencia frente a roturas de los materiales, el diseño de construcciones y las cargas y tolerancias de aeronaves. Se trata de una distribución de probabilidad continua.

Los parámetros para la distribución de valor máximo extremo son la mayor probabilidad y la escala.

Esta distribución se sesga positivamente; es decir, consta de una larga cola hacia los valores más positivos (el extremo superior o derecho del rango) (Oracle, n.d.).

CAPÍTULO 6

Modelo de Simulación

6.1. Objetivos del modelo

Los generadores de energía en mercados eléctricos competitivos están expuestos a múltiples riesgos asociados a factores inciertos, como los precios del combustible, las entradas de agua, el fallo de las unidades generadoras, entre otros. Para cubrir estos riesgos, los generadores de energía pueden contratar diferentes contratos y operar unidades generadoras de acuerdo con las obligaciones contractuales.

Dado que la transmisión de electricidad se ve afectada por la pérdida de energía y la congestión, las condiciones de suministro y demanda de electricidad pueden ser altamente locales. Esto significa que los precios de electricidad dependen de la ubicación en la que se entrega la electricidad, lo que da lugar a un riesgo espacial, relacionado con las diferencias aleatorias entre los precios de la electricidad de localización (Lorca & Prina, 2014).

El objetivo principal del modelo de simulación propuesto pretende ayudar a gestionar el riesgo de quiebra para un agente generador mediante el cálculo de posiciones contractuales que maximicen las ganancias esperadas y equilibre adecuadamente la exposición al riesgo, teniendo en cuenta la dependencia entre los precios de la electricidad en diferentes ubicaciones del mercado.

6.2. Construcción modelo

Para la construcción del modelo se usó Excel versión 1808 (compilación 10730.20348) como herramienta base y Crystal Ball versión 11 como aplicación de apoyo para el proceso de simulación, con el objetivo de definir las variables, sus parámetros de acuerdo con la distribución y la ejecución del modelo de simulación.

Se seleccionó la aplicación Crystal Ball ya que es una de las herramientas más comunes para desarrollar la simulación Monte Carlo, técnica empleada para estudiar cómo responde un modelo a entradas generadas de forma aleatoria. (Riccio, n.d.). Esta aplicación funciona como un complemento de Excel, habilitando una opción del menú superior.



Ilustración 21. Complemento Crystal Ball en Excel

Después de identificar la distribución de los datos con la herramienta Statgraphics, se procede a analizar la fórmula en detalle, variable por variable y enlazar cada uno de los parámetros de la fórmula con los datos que se tienen.

La fórmula objetivo está dividida en dos partes: una para la identificación del beneficio (Ecuación 2) y otra para la optimización teniendo en cuenta la aversión al riesgo (Ecuación 1). Se toma inicialmente la fórmula para calcular el beneficio (Ecuación 2) ya que el resultado de ésta es complemento para la fórmula de optimización.

Para el cálculo del beneficio, los datos se dividen en dos partes: los datos a ingresar por el usuario final y los datos que ya se tienen. En los datos a ingresar

está la cantidad en bolsa, cantidad generada, los costos de generación y la cantidad a comprar (se usaron datos ficticios para efectos de las pruebas).

Los datos que ya se tienen son los precios pronosticados para los cuales se tomará la información de los precios del día en adelante (MDA), cantidad venta que será la suma de la cantidad generada y la cantidad a comprar, el precio de venta y el precio de compra, cuyos precios se tomarán de los precios de tiempo real (MTR).

MODELO DE SIMULACIÓN BENEFICIO		
Datos a ingresar		
Variable	Parámetro	Valor
Cantidad en bolsa		100
Cantidad generada		100
Costo de generación		\$1.100,00
Cantidad compra		100

Datos modelo		
Variable	Parámetro	Valor
Precio pronosticado MDA		\$1.293,37
Cantidad venta		200
Precio venta MTR		\$1.570,82
Precio compra MTR		\$1.570,82

Tabla 8. Datos para el modelo

Para la variable Precio Pronóstico MDA se especificaron los parámetros de acuerdo con la distribución lognormal indicados en la Tabla 7. Distribuciones de los datos MDA y MTR con sus parámetros. Para las variables precio venta y precio compra del MTR, se especificaron los parámetros de acuerdo con la distribución

extremo máximo indicados en Tabla 7. Distribuciones de los datos MDA y MTR con sus parámetros.

En Crystal Ball se debe especificar de forma manual cada una de las distribuciones y sus parámetros, debido a que no se puede hacer directamente la identificación de la distribución por la restricción en la cantidad de datos. Por tal motivo, se realiza previamente la definición de cada distribución en Statgraphics, explicada en el Capítulo 4 Origen y distribución de los datos.

Para definir los parámetros en cada variable, se selecciona la celda específica y en el complemento de Crystal Ball se selecciona la primera opción “Definir Suposición”.

En este momento se despliega una pantalla con la lista de las distribuciones que maneja Crystal Ball. Para el dato Precio Pronosticado se selecciona la distribución Logarítmico Normal y luego se hace clic en Aceptar.

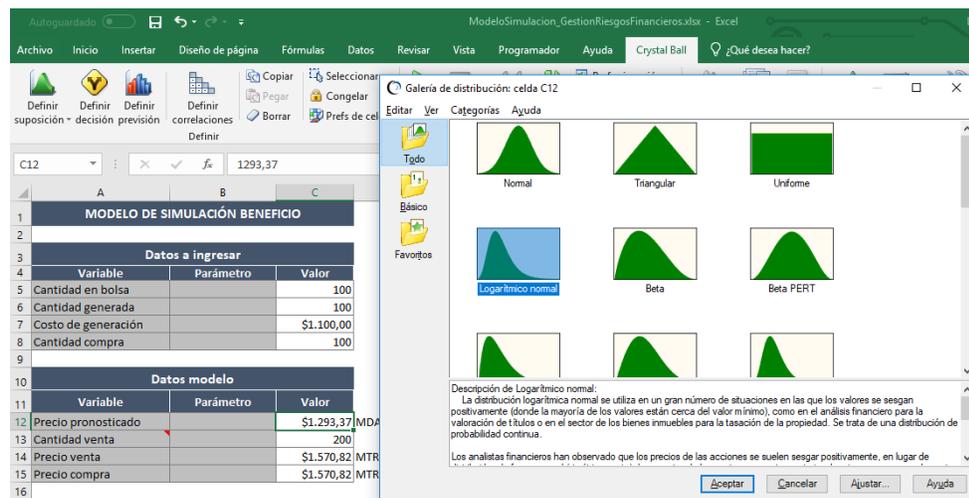


Ilustración 22. Selección de la distribución para MDA en el modelo

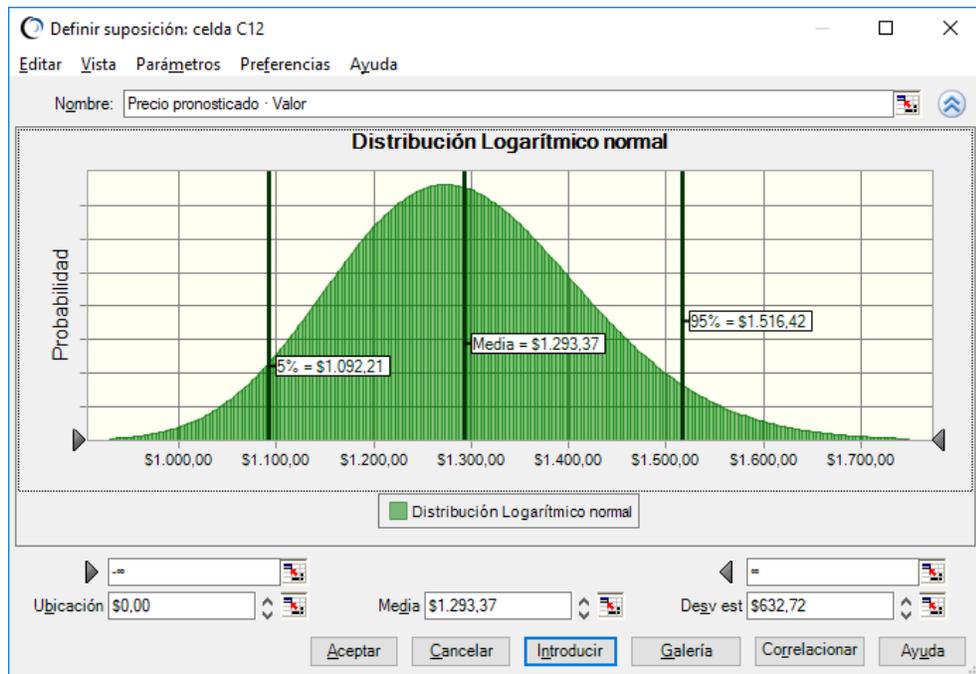


Ilustración 23. Parametrización de la distribución lognormal para MDA

Se realiza el mismo procedimiento para los datos Precio venta y Precio compra, los cuales se comportarán bajo la distribución Valor Máximo Extremo del MTR.

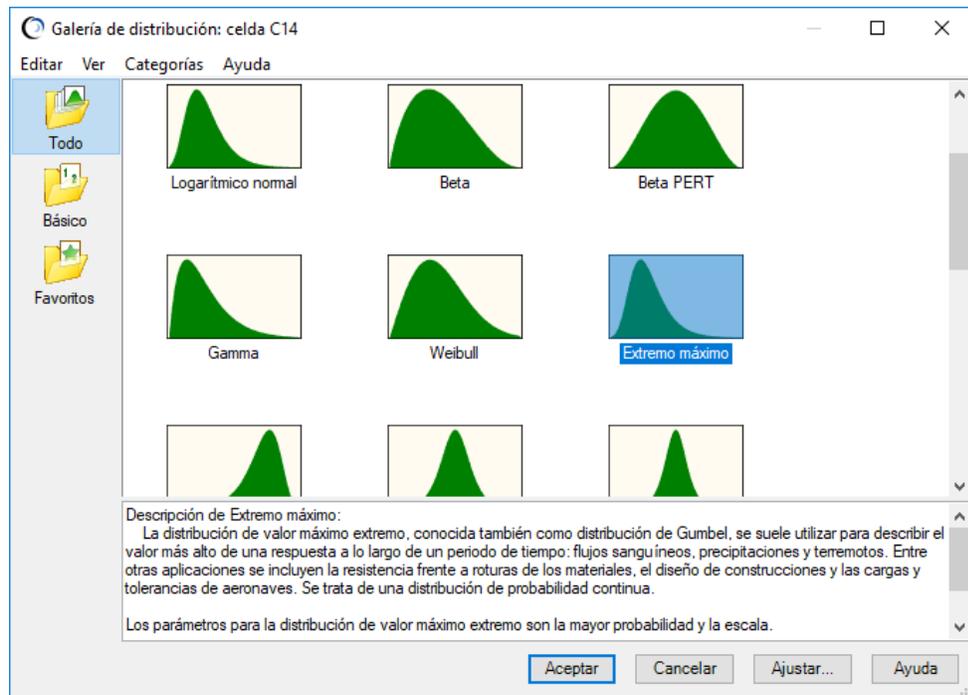


Ilustración 24. Selección de la distribución para MTR en el modelo

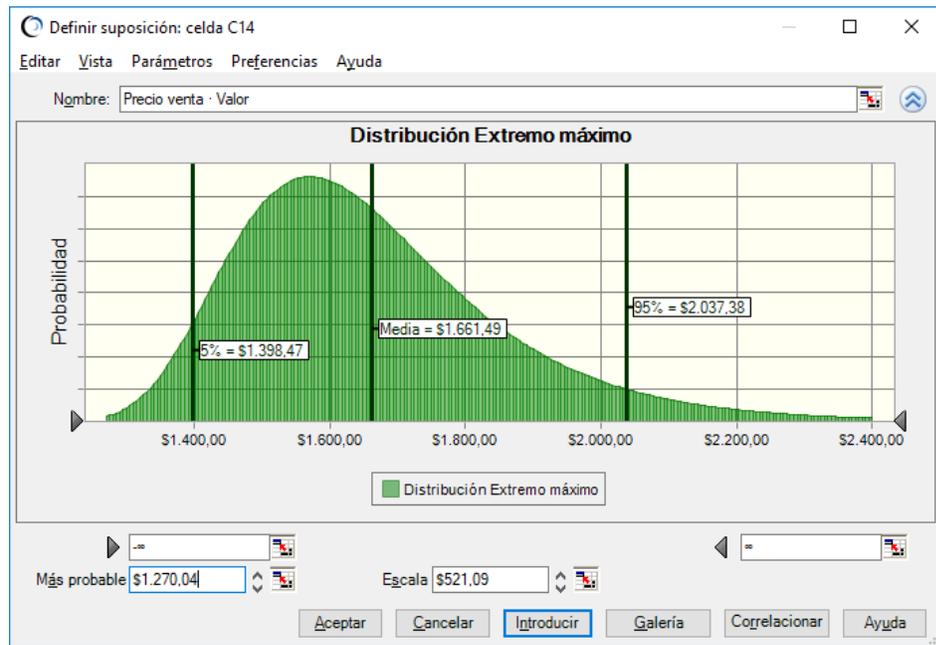


Ilustración 25. Parametrización de la distribución valor máximo extremo para MTR

Teniendo todos los datos para cada una de las variables de la fórmula, se procedió a construir la fórmula recomendada en el artículo objetivo definido en

este documento, con el fin de determinar el beneficio de una negociación, con base en los parámetros especificados. Este será el valor simulado en la ejecución del modelo.

Se ubica en la celda Beneficio y se da clic en el complemento de *Crystal Ball*, en la opción Definir Previsión.

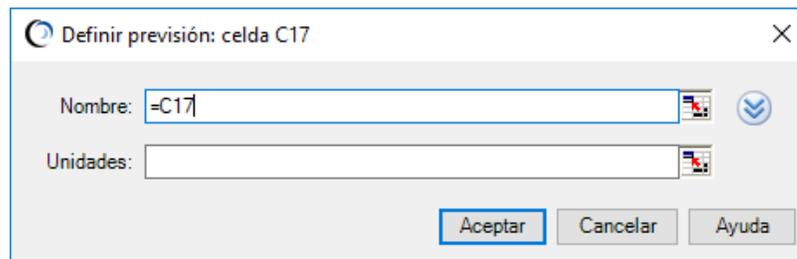


Ilustración 26. Definición valor a simular

MODELO DE SIMULACIÓN BENEFICIO		
Datos a ingresar		
Variable	Parámetro	Valor
Cantidad en bolsa		100
Cantidad generada		100
Costo de generación		\$1,100,00
Cantidad compra		100
Datos modelo		
Variable	Parámetro	Valor
Precio pronosticado		\$1,293,37 MDA
Cantidad venta		300
Precio venta		\$1,570,82 MTR
Precio compra		\$1,570,82 MTR
Beneficio (\$)		\$333,500,80

Ilustración 27. Datos del modelo ingresados y ajustados

En la herramienta se especifica un número de 1000 pruebas a ejecutar con un nivel de confianza del 95%. El método de muestreo seleccionado es Monte Carlo.

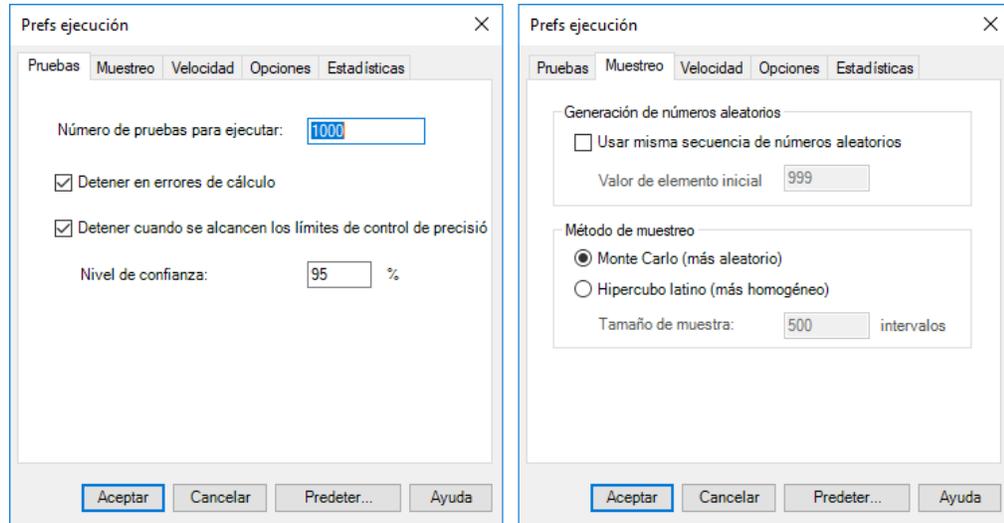


Ilustración 28. Preferencias de ejecución para el modelo

A continuación, se da clic en el botón Inicial del complemento de *Crystal Ball* para ejecutar el modelo de simulación con los datos de ingreso ya parametrizados.

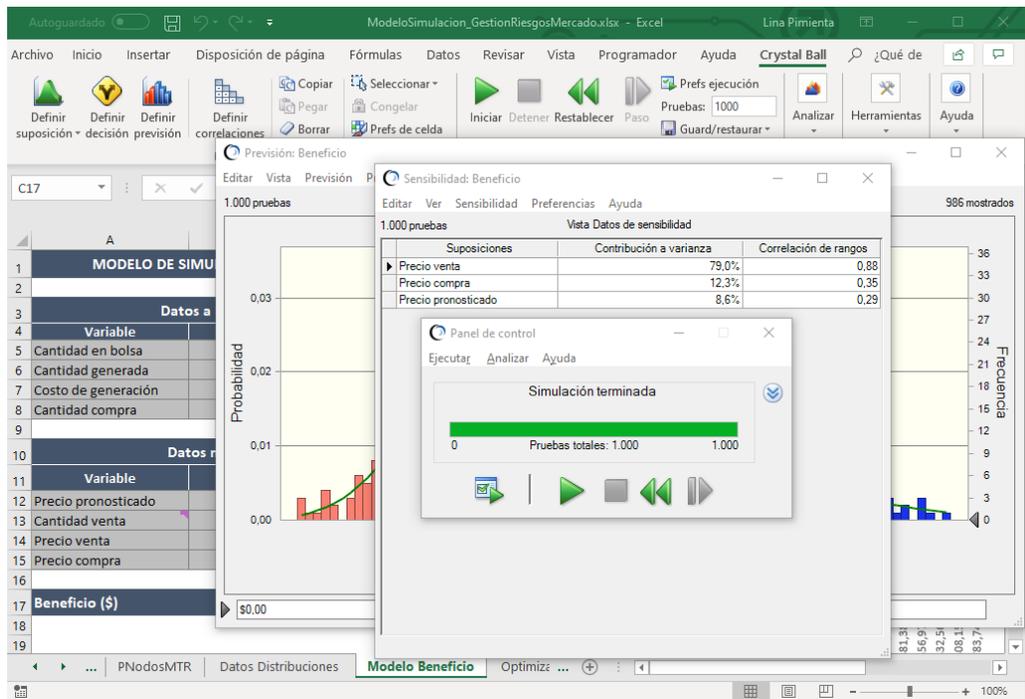


Ilustración 29. Resultado ejecución del modelo de simulación

Para una mejor visualización de los resultados que genera el modelo de simulación, se especifica en la ventana Panel de control -> Analizar -> Extraer datos..., dónde se van a visualizar los resultados. Se define que los datos se presenten en la misma hoja, en una celda por debajo del Beneficio.

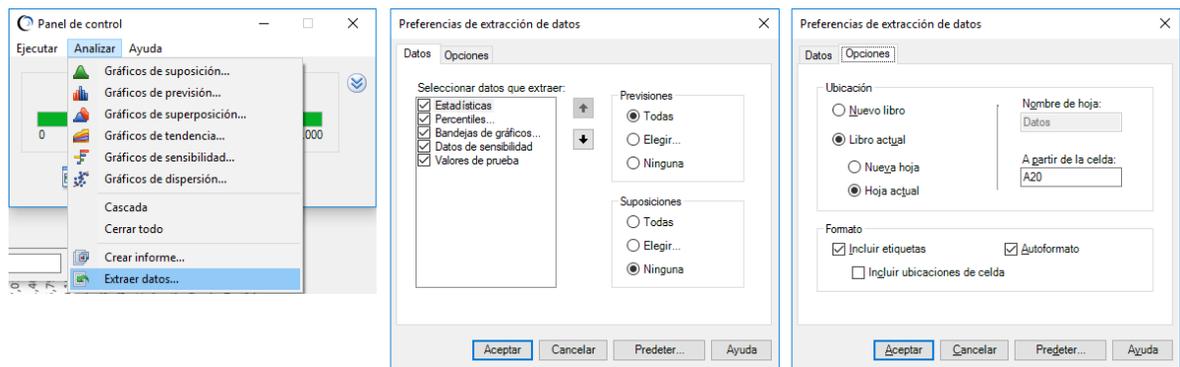


Ilustración 30. Extracción de datos de la simulación

6.3. Resultados del modelo

La extracción de los datos muestra la siguiente información:

6.3.1. Estadísticas generales

En esta parte del informe se muestran los datos de estadística descriptiva como la cantidad de pruebas realizadas, las medidas de tendencia central, la desviación estándar, la varianza, entre otros, de los resultados de la variable Beneficio simulada.

Estadísticas	Beneficio
Pruebas	1000
Caso base	\$333.500,80
Media	\$333.945,46
Mediana	\$310.210,67
Modo	---
Desviación estándar	\$214.943,55
Varianza	\$46.200.729.331,29
Sesgo	0,6696
Curtosis	3,88
Coefficiente de variación	0,6436
Mínimo	-\$176.267,67
Máximo	\$1.323.025,68
Ancho de rango	\$1.499.293,34
Error estándar medio	\$6.797,11

Ilustración 31. Resultados - Estadísticas generales

Estos resultados permiten detallar el comportamiento de los datos simulados indicando cuál es el valor medio, cuál sería el mínimo y el máximo beneficio con base en dicha simulación, la desviación estándar (qué tan dispersos están los datos con respecto a la media) y el coeficiente de variación (relación entre la desviación estándar y su media), entre otros.

6.3.2. Percentiles

Esta opción muestra la información de las medidas de posición no central en percentiles describiendo la información como una comparación de resultados.

Los percentiles son los 99 valores de la variable que dividen en 100 partes iguales la distribución de frecuencias. El percentil 50 de una distribución deja por debajo de sí al 50% de los sujetos y por encima al otro 50%. Esta definición coincide con la mediana de la distribución. (GARRIGA TRILLO et al., 2010)

Percentiles	Beneficio
0%	-\$176.267,67
10%	\$82.104,15
20%	\$159.778,77
30%	\$208.508,16
40%	\$259.953,43
50%	\$310.144,70
60%	\$361.391,54
70%	\$432.419,49
80%	\$501.131,13
90%	\$616.155,23
100%	\$1.323.025,68

Ilustración 32. Resultados - Percentiles

6.3.3. Bandeja de gráficos

Se identifican el número de clases, valor mínimo y máximo y la frecuencia, cuyos valores permiten realizar un histograma de frecuencia. Ver Ilustración 36.

Bandejas de gráficos	Beneficio		Frecuencia	Xi
	Mínimo	Máximo		
1	-\$176.417,59	-\$146.425,73	3	-\$249.630,46
2	-\$146.425,73	-\$116.433,87	1	-\$204.642,66
3	-\$116.433,87	-\$86.442,00	5	-\$159.654,87
4	-\$86.442,00	-\$56.450,14	5	-\$114.667,07
5	-\$56.450,14	-\$26.458,27	13	-\$69.679,28
6	-\$26.458,27	\$3.533,59	10	-\$24.691,48
7	\$3.533,59	\$33.525,45	18	\$20.296,32
8	\$33.525,45	\$63.517,32	29	\$65.284,11
9	\$63.517,32	\$93.509,18	34	\$110.271,91
10	\$93.509,18	\$123.501,05	29	\$155.259,70
11	\$123.501,05	\$153.492,91	42	\$200.247,50
12	\$153.492,91	\$183.484,77	51	\$245.235,30
13	\$183.484,77	\$213.476,64	78	\$290.223,09
14	\$213.476,64	\$243.468,50	50	\$335.210,89
15	\$243.468,50	\$273.460,37	66	\$380.198,68
16	\$273.460,37	\$303.452,23	58	\$425.186,48
17	\$303.452,23	\$333.444,09	60	\$470.174,28
18	\$333.444,09	\$363.435,96	54	\$515.162,07
19	\$363.435,96	\$393.427,82	38	\$560.149,87

Ilustración 33. Resultados - Bandeja de gráficos

6.3.4. Datos de sensibilidad

Se visualiza la contribución de cada variable empleada para la simulación.

Datos de sensibilidad	Beneficio
Suposiciones	
Precio compra	-0,33
Precio pronosticado	0,30
Precio venta	0,89

Ilustración 34. Resultados - Datos de sensibilidad

6.3.5. Valores de prueba

Presenta el valor de la simulación para cada una de las 1000 corridas especificadas en el modelo.

Valores de prueba	Beneficio
1	\$234.284,76
2	\$57.313,08
3	\$86.749,28
4	\$189.035,55
5	\$67.212,45
6	\$203.408,38
7	\$378.101,76
8	-\$1.896,70
9	-\$72.613,31
10	\$26.411,77
.	
.	
.	
990	\$34.834,35
991	\$431.187,69
992	\$117.737,58
993	\$182.639,44
994	\$381.728,49
995	-\$41.965,67
996	-\$176.573,92
997	\$170.689,75
998	\$215.536,22
999	\$328.137,07
1000	\$27.207,24

Ilustración 35. Resultados - Valores de prueba

Para visualizar el resultado de la simulación de una forma más clara, se elabora un resumen con la siguiente información: el valor mínimo, valor máximo, media, desviación estándar y percentil 50%, así como el histograma de frecuencias del beneficio simulado y el aporte de cada una de las variables en el resultado final.

RESUMEN EJECUCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN

Valor mínimo -\$176.267,67
 Valor máximo \$1.323.025,68

Media \$333.945,46
 Desv. St. \$214.943,55

Perc. 50% \$310.144,70

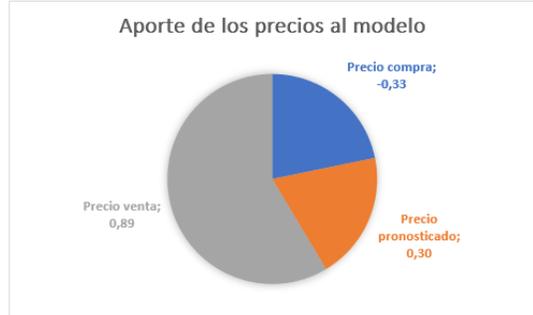
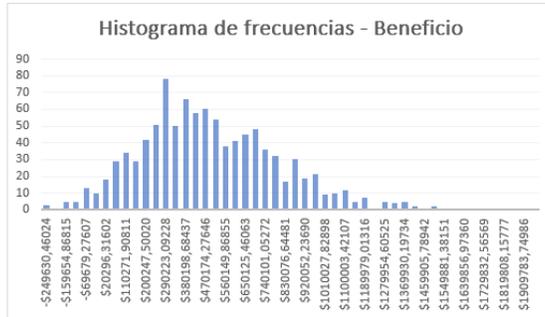


Ilustración 36. Resultado final del cálculo del beneficio

Posteriormente, se continúa con el cálculo de la optimización, haciendo uso del parámetro de aversión al riesgo. Para este cálculo, basado en la ecuación 1 indicada en este documento, se toman las siguientes variables:

- Probabilidad del escenario: opción para seleccionar en el modelo, tomando los valores de 0.2, 0.4, 0.6, 0.8 y 0.99.
- Beneficio (\$): valor generado de la ejecución de la ecuación 2.
- Aversión al riesgo: opción para seleccionar entre los valores “muy arriesgado” (-0.72), “arriesgado” (-0.32), “neutral” (0.00), “ligeramente averso” (0.28), “averso” (0.54), “muy averso” (0.82), “altamente averso” (1.17). Estos valores se tomaron con base en (Holt & Laury, 2002).
- Valor en riesgo (\$): valor supuesto a arriesgar en la negociación.
- Nivel de confianza del CVaR: valor a seleccionar entre 0.90, 0.95 ó 0.99.
- Variable del escenario utilizada para calcular CVaR: resta entre el valor a arriesgar y el beneficio calculado.

MODELO DE OPTIMIZACIÓN DE CARTERA DE ENERGÍA		
Datos a ingresar		
Variable	Parámetro	Valor
Probabilidad del escenario s	P_s	0,80
Beneficio (\$) obtenido bajo el escenario s	π_s	\$310.144,70
Aversión al riesgo	γ	Neutral
Parámetro de aversión al riesgo	γ	0,00
VaR - Valor en riesgo (\$)	ξ	\$100.000,00
Nivel confianza del CVaR	α	0,90
Variable del escenario utilizada para calcular CVaR	η_s	-210144,7015
Cálculos		
Probabilidad por escenario		-168115,7612
Nivel confianza del CVaR		10
Nivel confianza por probabilidad		-1681157,612
VaR - Probabilidad, escenario y nivel confianza		\$1.781.157,61
CVaR		\$0,00
Probabilidad por beneficio		\$248.115,76
Optimización (\$)		\$248.115,76

Ilustración 37. Optimización final del beneficio

En esta validación se logra identificar que en el primer cálculo del beneficio, la ganancia sería de \$310.144,70 (valor del percentil 50) pero al continuar con el proceso de optimización, se logra identificar con una probabilidad en dicho escenario del 80%, una aversión del riesgo neutral, un valor en riesgo de \$100.000 y un nivel de confianza del CVaR del 0,90 que le valor de la ganancia disminuye a \$248.115,76.

A medida que se cambian los parámetros de valor en riesgo, probabilidad y la aversión al riesgo, la optimización del beneficio se recalcula para determinar el mejor escenario a elegir.

MODELO DE OPTIMIZACIÓN DE CARTERA DE ENERGÍA		
Datos a ingresar		
Variable	Parámetro	Valor
Probabilidad del escenario s	P_s	0,60
Beneficio (\$) obtenido bajo el escenario s	π_s	\$310.144,70
Aversión al riesgo	γ	Arriesgado
Parámetro de aversión al riesgo	γ	-0,32
VaR - Valor en riesgo (\$)	ξ	\$100.000,00
Nivel confianza del CVaR	α	0,90
Variable del escenario utilizada para calcular CVaR	η_s	-210144,7015
Cálculos		
Probabilidad por escenario		-126086,8209
Nivel confianza del CVaR		10
Nivel confianza por probabilidad		-1260868,209
VaR - Probabilidad, escenario y nivel confianza		\$1.360.868,21
CVaR		-\$435.477,83
Probabilidad por beneficio		\$186.086,82
Optimización (\$)		-\$249.391,01

MODELO DE OPTIMIZACIÓN DE CARTERA DE ENERGÍA		
Datos a ingresar		
Variable	Parámetro	Valor
Probabilidad del escenario s	P_s	0,80
Beneficio (\$) obtenido bajo el escenario s	π_s	\$310.144,70
Aversión al riesgo	γ	Ligeramente averso
Parámetro de aversión al riesgo	γ	0,28
VaR - Valor en riesgo (\$)	ξ	\$100.000,00
Nivel confianza del CVaR	α	0,90
Variable del escenario utilizada para calcular CVaR	η_s	-210144,7015
Cálculos		
Probabilidad por escenario		-168115,7612
Nivel confianza del CVaR		10
Nivel confianza por probabilidad		-1681157,612
VaR - Probabilidad, escenario y nivel confianza		\$1.781.157,61
CVaR		\$498.724,13
Probabilidad por beneficio		\$248.115,76
Optimización (\$)		\$746.839,89

Ilustración 38. Recálculo del beneficio

PARTE V

EVALUACIÓN

En esta sección del documento se presentan las diferentes evaluaciones realizadas al modelo propuesto.

Este proceso sistemático de recolección y análisis de datos se realiza con la finalidad de determinar si los objetivos propuestos se han alcanzado y analizar la información resultante para ponerla a disposición para la toma de decisiones.

CAPÍTULO 7

Leyes y pruebas de ajuste

7.1. Evaluación del modelo con datos

Dentro del proceso de evaluación del modelo, se procede con la ejecución del modelo con datos de una negociación para poder confrontar el resultado arrojado para el beneficio.

Dentro de las revisiones realizadas, se toma como base una cantidad a vender y se definen escenarios sobre cómo adquirir dicha energía para la venta, ya sea por compra en bolsa, compra bajo contratos con otros agentes o generación de dicha energía.

Cantidad a vender	Cantidad a comprar en bolsa	Cantidad a comprar en contratos	Cantidad a generar	Total beneficio calculado
200	100	100	--	\$ 262.871,67
200	200	--	--	\$ 548.307,28
200	--	200	--	\$ -2.577,25
300	100	100	100/\$1.100	\$ 299.874,59
300	200	100	--	\$ 542.606,62
300	100	200	--	\$ 281.877,62

Tabla 9. Datos para ejecución de escenarios

En la evaluación de estos escenarios, se puede observar que los mejores valores del beneficio se obtienen cuando los valores en bolsa intervienen en la negociación.

Con base en este beneficio, se ejecuta el proceso de optimización, incluyendo en el proceso la probabilidad del escenario y la actitud del inversionista en la negociación. Para este proceso se usa el último valor generado en el paso anterior (\$281.877,62) para efectos del ejercicio. Adicionalmente, se toma como base el valor de \$100.000 como valor en riesgo y un nivel de confianza CVaR de 0.99.

Probabilidad Actitud	0.20	0.40	0.60	0.80	0.99
Muy arriesgado	\$ -2.634.662,17	\$-5.197.342,34	\$-7.759.986	\$-10.322.648,69	\$-12.757.177,75
Arriesgado	\$-1.139.641,23	\$-2.247.282,46	\$-3.354.923,69	\$-4.462.564,92	\$-5.514.824,09
Neutral	\$56.375,52	\$112.751,05	\$169.126,57	\$225.502,09	\$279.058,84
Ligeramente averso	\$1.102.890,18	\$2.177.780,37	\$3.252.670,55	\$4.327.560,73	\$5.348.706,40
Averso	\$2.074.653,79	\$4.095.307,59	\$6.115.961,38	\$8.136.615,18	\$10.056.236,28
Muy averso	\$3.121.168,45	\$6.160.336,91	\$9.199.505,36	\$12.238.673,82	\$15.125.883,85
Altamente averso	\$4.429.311,78	\$8.741.623,56	\$13.053.935,33	\$17.366.247,11	\$21.462.943,30

Tabla 10. Matriz de resultados de optimización

De acuerdo con esta matriz de resultados, se puede indicar que tomar una actitud arriesgada en una negociación no es recomendable. Se podrían tomar actitudes entre neutro y averso para lograr un beneficio controlado. Para finalizar, tomar una actitud totalmente contraria y tener la negociación controlada al máximo sin tomar ningún riesgo, puede generar resultados muy aceptables, pero se debe tener en cuenta que son negociaciones difíciles de lograr.

7.2. Ley de los grandes números

A través de la ley de los grandes números es posible explicar la precisión del modelo de simulación, comprobando que el resultado tiende a mejorar con el número de pruebas ejecutadas.

En la ejecución inicial del modelo, se tomaron 1000 pruebas generando el siguiente histograma de frecuencia para el beneficio:

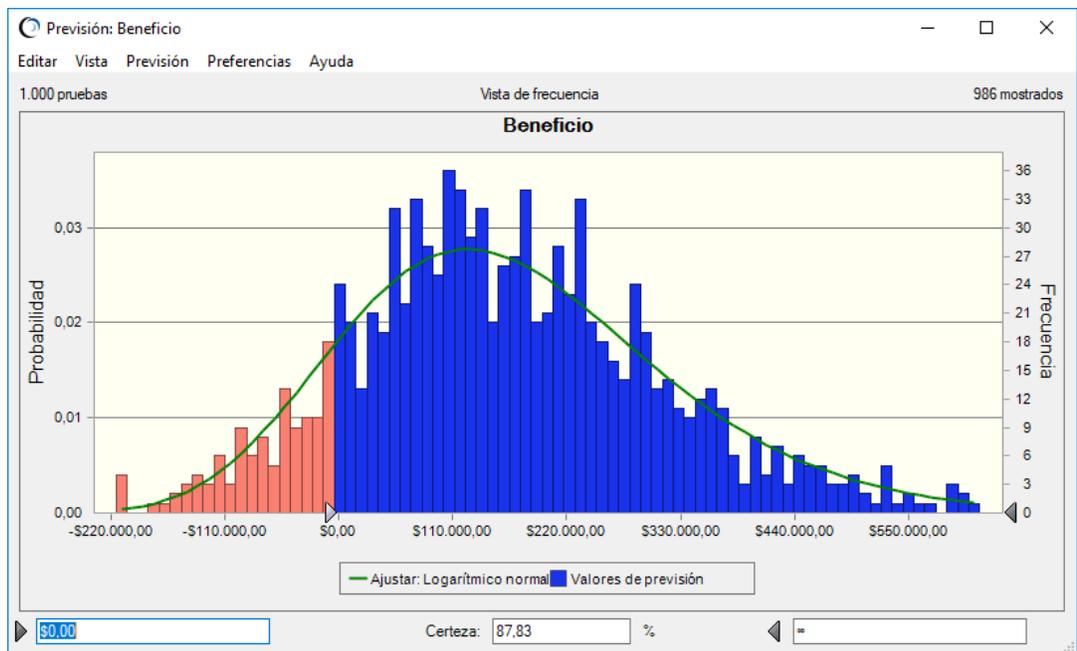


Ilustración 39. Histograma de frecuencia - Beneficio - 1000 pruebas

Al ejecutar nuevamente el modelo con 5000 pruebas, el resultado del histograma es el siguiente:

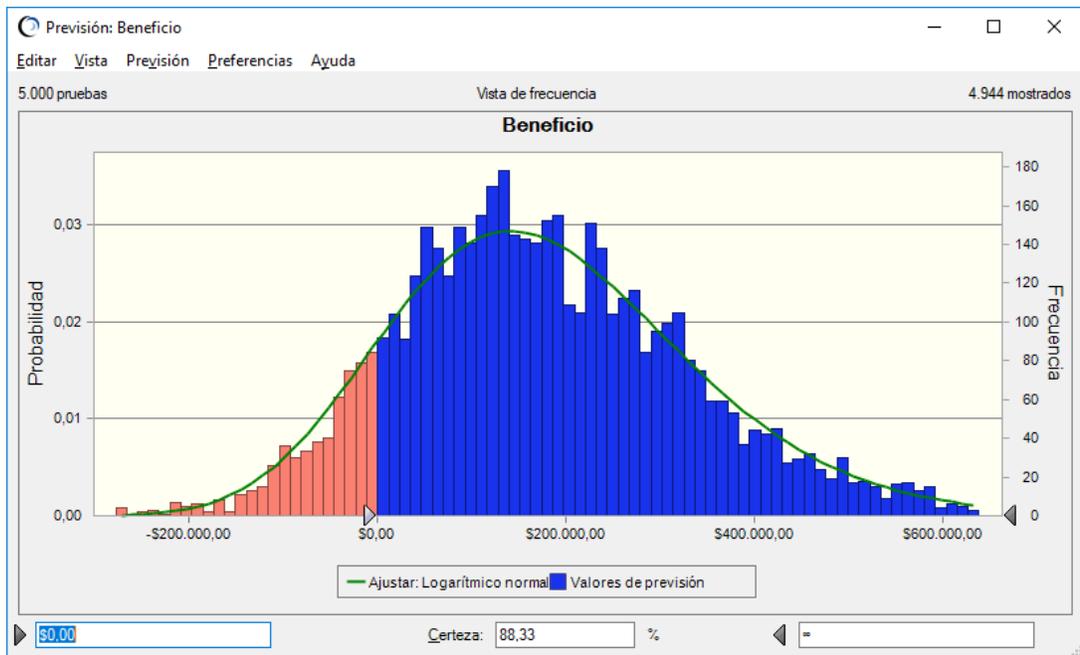


Ilustración 40. Histograma de frecuencia - Beneficio - 5000 pruebas

En una tercera ejecución, se configura el modelo para que realice 10000 pruebas generando el siguiente histograma:

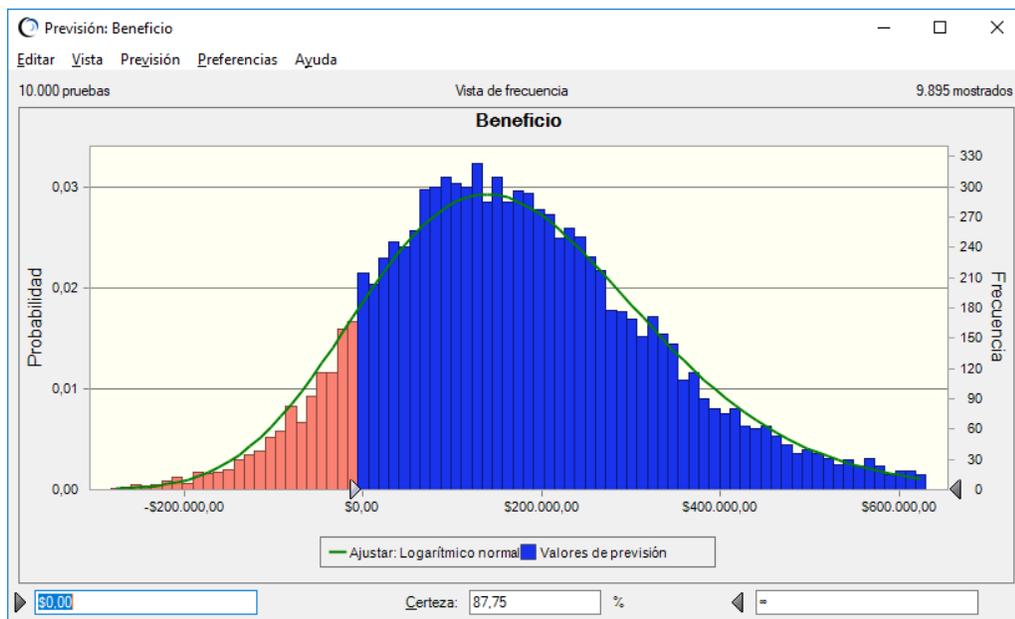


Ilustración 41. Histograma de frecuencia - Beneficio - 10000 pruebas

Se ejecuta una cuadra corrida con un valor de 20000 pruebas.

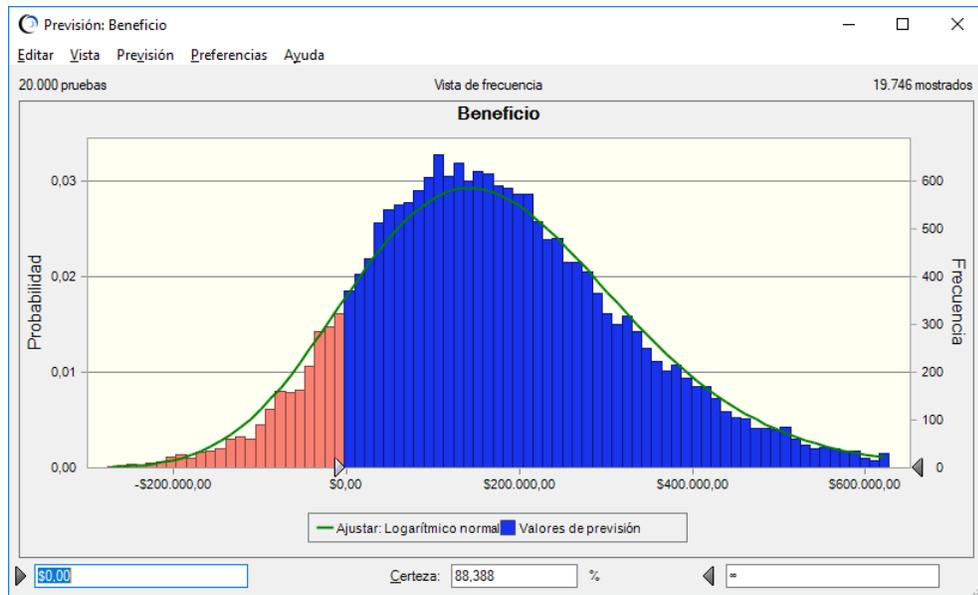


Ilustración 42. Histograma de frecuencia - Beneficio - 20000 pruebas

Finalmente, se ejecuta una última corrida con 100000 pruebas, generando el siguiente histograma de frecuencias mucho más ajustado.

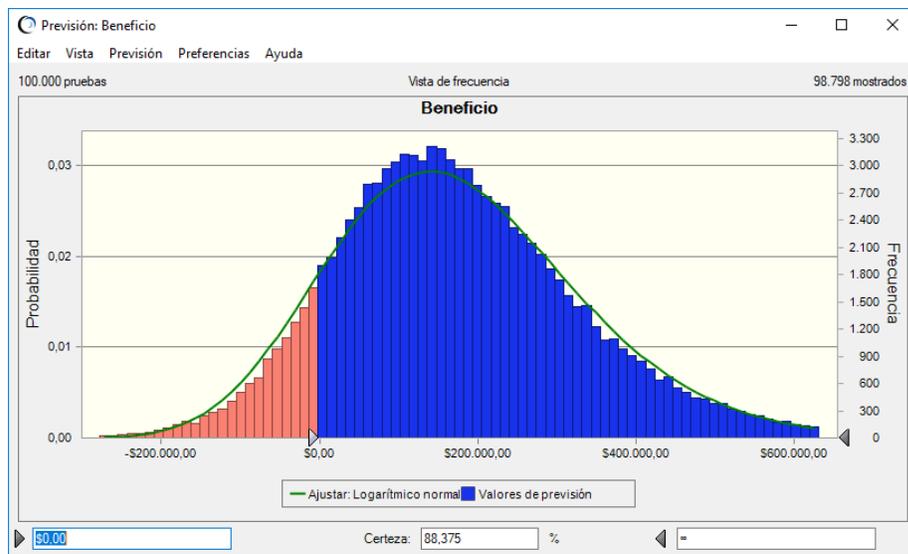


Ilustración 43. Histograma de frecuencia - Beneficio - 100000 pruebas

A través de la ejecución de repetidas veces del mismo experimento, se puede concluir que el modelo tiende a una constante y su comportamiento se asemeja a una distribución normal.

Al tener los datos con un comportamiento de una distribución normal, se puede concluir que el 100% de los datos se encuentran bajo la curva, lo que permite hacer cálculos de probabilidad con mayor precisión y predicciones más acertadas.

Adicionalmente, una distribución normal proporciona la base para la estadística inferencial básica (Propósito: inferir o inducir leyes de comportamiento de una población, Función: predecir algo con respecto a la fuente de información) por su relación con el teorema del límite central.

7.3. Prueba de bondad de ajuste Precios Nodos MDA

Al ejecutar el proceso de definición de la distribución para los precios MDA, el sistema arroja el siguiente resultado:

[Uncensored Data - Precio Zonal MDA \(\\$/MWh\)](#)

Data variable: Precio Zonal MDA (\$/MWh)

122816 values ranging from 49.51 to 8674.09

Fitted Distributions

<i>Normal</i>
mean = 1296.8
standard deviation = 658.108

The StatAdvisor

This analysis shows the results of fitting a normal distribution to the data on Precio Zonal MDA (\$/MWh). The estimated parameters of the fitted distribution are shown above. You can test whether the normal distribution fits the data adequately by selecting Goodness-of-Fit Tests from the list of Tabular Options. You can also assess visually how well the normal distribution fits by selecting Frequency Histogram from the list of Graphical Options. Other options within the procedure allow you to compute and display tail areas and critical values for the distribution. To select a different distribution, press the alternate mouse button and select Analysis Options.

Tests for Normality for Precio Zonal MDA (\$/MWh)

Test	Statistic	P-Value
Shapiro-Wilk W	Too much data	

The StatAdvisor

This pane shows the results of several tests run to determine whether Precio Zonal MDA (\$/MWh) can be adequately modeled by a normal distribution. The Shapiro-Wilk test is based upon comparing the quantiles of the fitted normal distribution to the quantiles of the data. The Shapiro-Wilk test was not performed because the sample size was greater than 2000.

Goodness-of-Fit Tests for Precio Zonal MDA (\$/MWh)

Kolmogorov-Smirnov Test

	Normal
DPLUS	0.111764
DMINUS	0.0945321
DN	0.111764
P-Value	0.0

The StatAdvisor

This pane shows the results of tests run to determine whether Precio Zonal MDA (\$/MWh) can be adequately modeled by a normal distribution.

Since the smallest P-value amongst the tests performed is less than 0.05, we can reject the idea that Precio Zonal MDA (\$/MWh) comes from a normal distribution with 95% confidence.

Comparison of Alternative Distributions

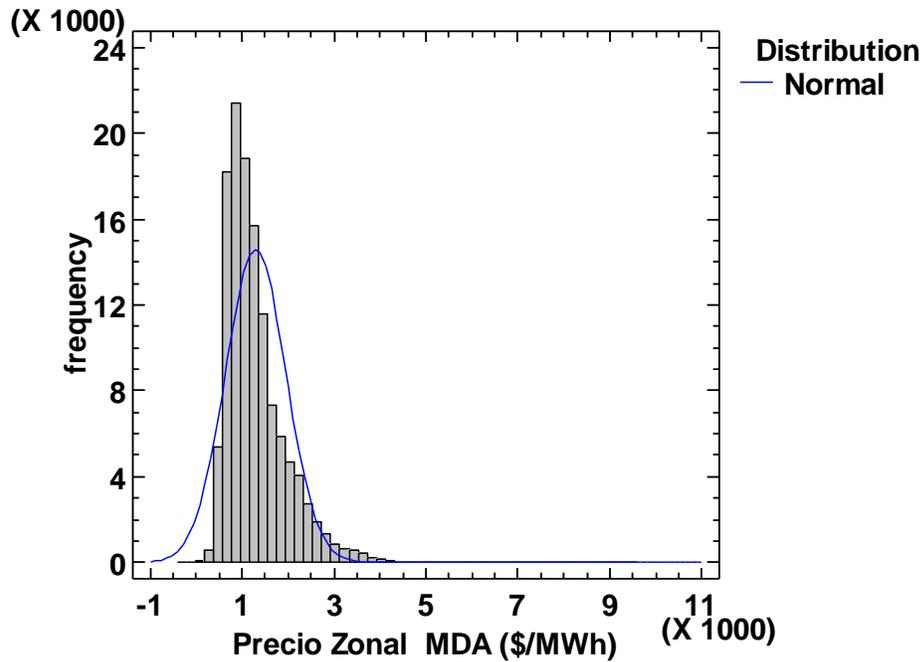
Distribution	Est. Parameters	Log Likelihood	KS D
Lognormal	2	-946553.	0.0261132
Inverse Gaussian	2	-946748.	0.0231574
Birnbaum-Saunders	2	-946896.	0.0265024
Loglogistic	2	-947707.	0.0265503
Largest Extreme Value	2	-948773.	0.0455782
Gamma	2	-950258.	0.0543811
Weibull	2	-959402.	0.085617
Logistic	2	-963797.	0.0916853
Laplace	2	-963887.	0.111967
Normal	2	-971266.	0.111764
Exponential	1	-1.00312E6	0.311592
Uniform	2	-1.113E6	0.660282
Pareto	1	-1.22961E6	0.56835
Smallest Extreme Value	<no fit>		

The StatAdvisor

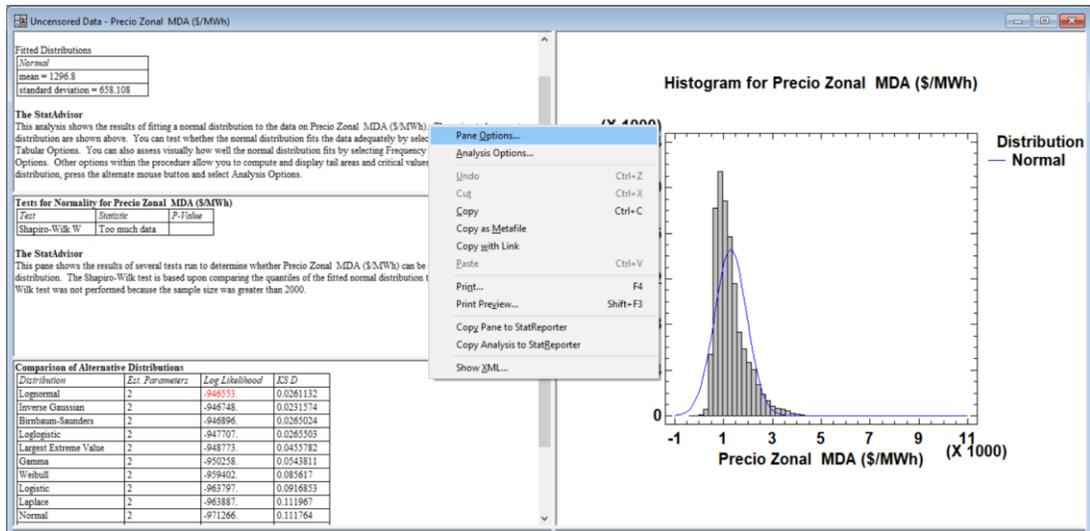
This table compares the goodness-of-fit when various distributions are fit to Precio Zonal MDA (\$/MWh). You can select other distributions using Pane Options.

According to the log likelihood statistic, the best fitting distribution is the lognormal distribution. To fit this distribution, press the alternate mouse button and select Analysis Options.

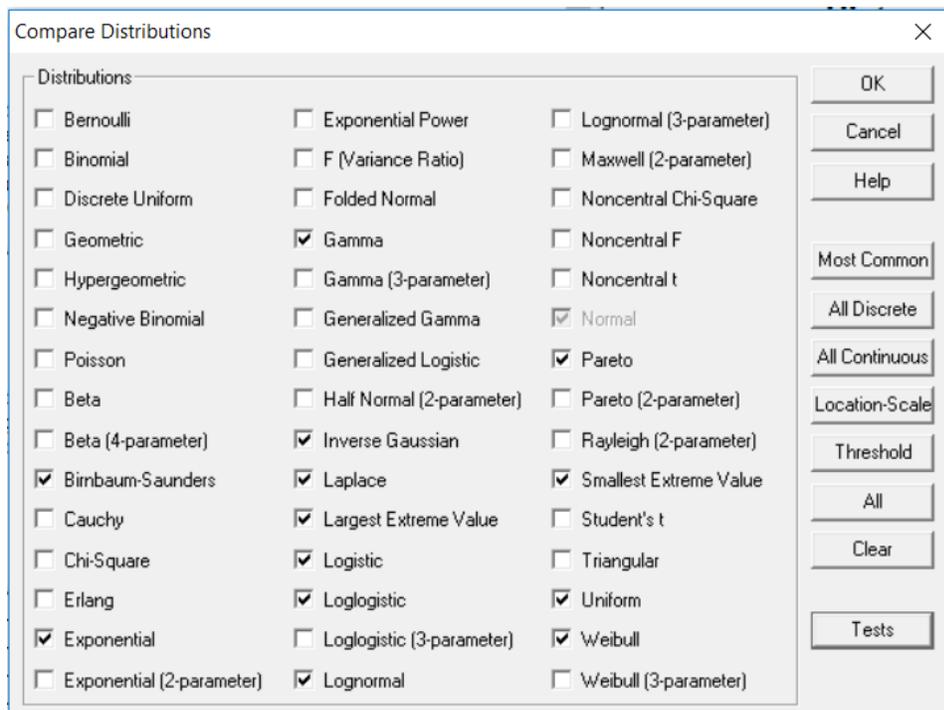
Histogram for Precio Zonal MDA (\$/MWh)



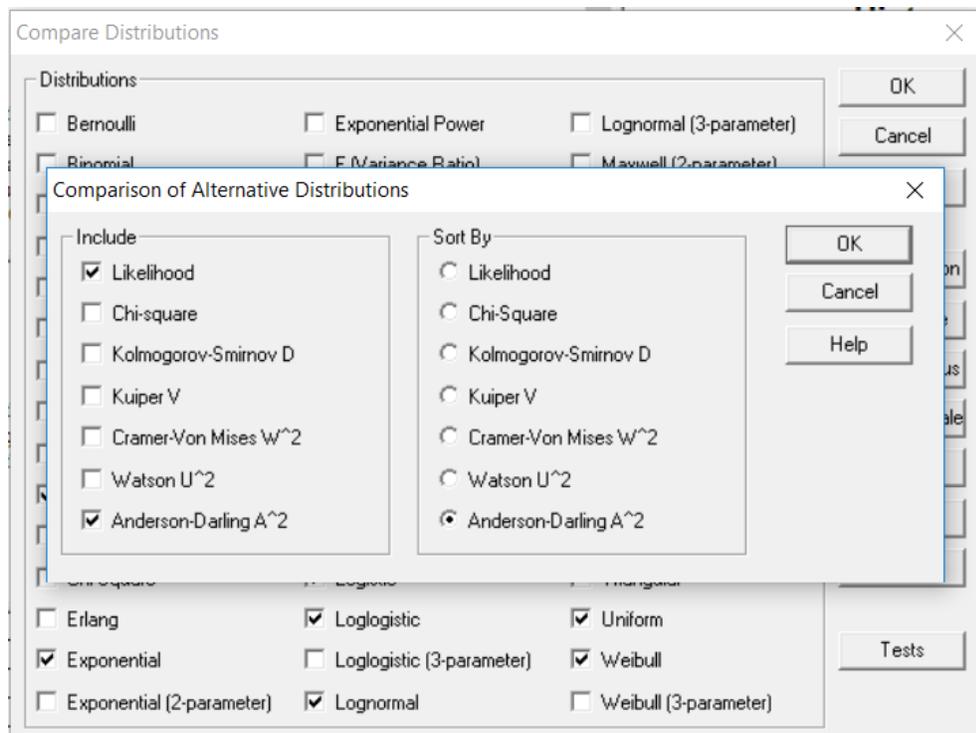
Se ejecuta nuevamente el proceso desde la pantalla de la ejecución anterior.



Aparecen por defecto las distribuciones analizadas en el paso anterior; sin embargo, es posible desmarcar alguna o marcar más distribuciones para que sean analizadas.



Se selecciona el estadístico a utilizar.



Se genera el segundo resultado:

Uncensored Data - Precio Zonal MDA (\$/MWh)

Data variable: Precio Zonal MDA (\$/MWh)

122816 values ranging from 49.51 to 8674.09

Fitted Distributions

<i>Normal</i>
mean = 1296.8
standard deviation = 658.108

The StatAdvisor

This analysis shows the results of fitting a normal distribution to the data on Precio Zonal MDA (\$/MWh). The estimated parameters of the fitted distribution are shown above. You can test whether the normal distribution fits the data adequately by selecting Goodness-of-Fit Tests from the list of Tabular Options. You can also assess visually how well the normal distribution fits by selecting Frequency Histogram from the list of Graphical Options. Other options within the procedure allow you to compute and display tail areas and critical values for the distribution. To select a different distribution, press the alternate mouse button and select Analysis Options.

Tests for Normality for Precio Zonal MDA (\$/MWh)

<i>Test</i>	<i>Statistic</i>	<i>P-Value</i>
Shapiro-Wilk W	Too much data	

The StatAdvisor

This pane shows the results of several tests run to determine whether Precio Zonal MDA (\$/MWh) can be adequately modeled by a normal distribution. The Shapiro-Wilk test is based upon comparing the quantiles of the fitted normal distribution to the quantiles of the data. The Shapiro-Wilk test was not performed because the sample size was greater than 2000.

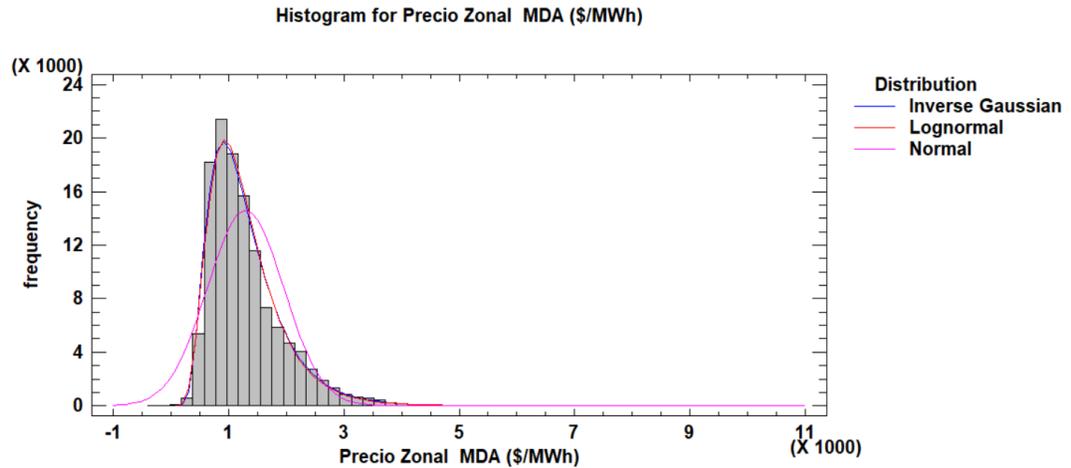
Comparison of Alternative Distributions

<i>Distribution</i>	<i>Est. Parameters</i>	<i>Log Likelihood</i>	<i>A^2</i>
Inverse Gaussian	2	-946748.	146.218
Lognormal	2	-946553.	177.607
Loglogistic	2	-947707.	265.869
Largest Extreme Value	2	-948773.	606.814
Gamma	2	-950258.	829.796
Logistic	2	-963797.	2274.19
Laplace	2	-963887.	2753.81
Exponential	1	-1.00312E6	17370.4
Pareto	1	-1.22961E6	49391.6
Normal	2	-971266.	
Weibull	2	-959402.	
Uniform	2	-1.113E6	
Birnbaum-Saunders	2	-946896.	
Smallest Extreme Value	<no fit>		

The StatAdvisor

This table compares the goodness-of-fit when various distributions are fit to Precio Zonal MDA (\$/MWh). You can select other distributions using Pane Options.

According to the Anderson-Darling A^2 statistic, the best fitting distribution is the inverse Gaussian distribution. To fit this distribution, press the alternate mouse button and select Analysis Options.



7.4. Prueba de bondad de ajuste Precios Nodos MTR

Al ejecutar el proceso de definición de la distribución para los precios MTR, el sistema arroja el siguiente resultado:

[Uncensored Data - Precio Zonal MTR \(\\$/MWh\)](#)

Data variable: Precio Zonal MTR (\$/MWh)

87668 values ranging from -358.57 to 6540.97

Fitted Distributions

<i>Normal</i>
mean = 1568.87
standard deviation = 679.406

The StatAdvisor

This analysis shows the results of fitting a normal distribution to the data on Precio Zonal MTR (\$/MWh). The estimated parameters of the fitted distribution are shown above. You can test whether the normal distribution fits the data adequately by selecting Goodness-of-Fit Tests from the list of Tabular Options. You can also assess visually how well the normal distribution fits by selecting Frequency Histogram from the list of Graphical Options. Other options within the procedure allow you to compute and display tail areas and critical values for the distribution. To select a different distribution, press the alternate mouse button and select Analysis Options.

Tests for Normality for Precio Zonal MTR (\$/MWh)

<i>Test</i>	<i>Statistic</i>	<i>P-Value</i>
Shapiro-Wilk W	Too much data	

The StatAdvisor

This pane shows the results of several tests run to determine whether Precio Zonal MTR (\$/MWh) can be adequately modeled by a normal distribution. The Shapiro-Wilk test is based upon comparing the quantiles of the fitted normal distribution to the quantiles of the data. The Shapiro-Wilk test was not performed because the sample size was greater than 2000.

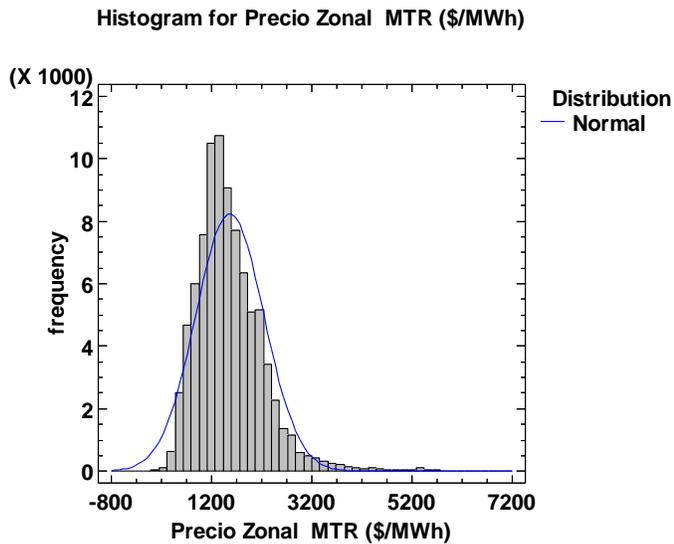
Comparison of Alternative Distributions

Distribution	Est. Parameters	Log Likelihood	KS D
Largest Extreme Value	2	-686388.	0.0189135
Logistic	2	-691280.	0.0464982
Laplace	2	-692476.	0.0631754
Normal	2	-696097.	0.0737684
Uniform	2	-774916.	0.511875
Exponential	1	-1.E9	0.308515
Lognormal	2	-1.E9	0.222166
Weibull	2	-1.E9	0.949838
Gamma	2	-1.E9	1.0
Pareto	1	-1.E9	0.999612
Inverse Gaussian	2	-1.E9	0.0941264
Loglogistic	2	-1.E9	
Birnbaum-Saunders	<no fit>		
Smallest Extreme Value	<no fit>		

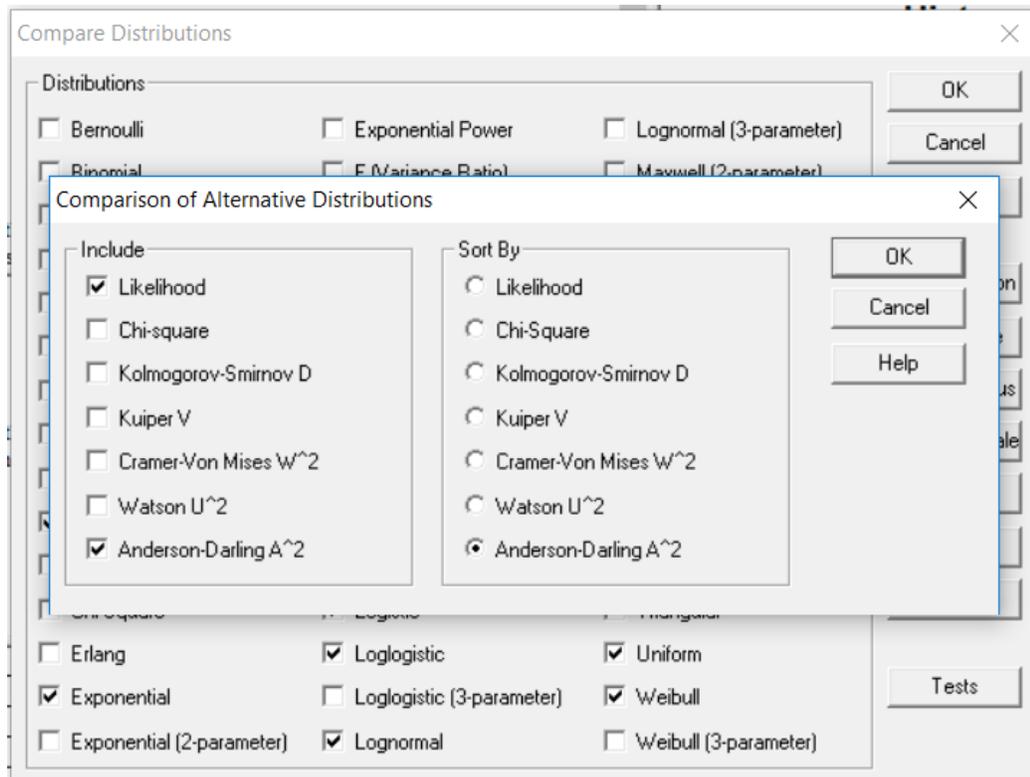
The StatAdvisor

This table compares the goodness-of-fit when various distributions are fit to Precio Zonal MTR (\$/MWh). You can select other distributions using Pane Options.

According to the log likelihood statistic, the best fitting distribution is the largest extreme value distribution. To fit this distribution, press the alternate mouse button and select Analysis Options.



Se ejecuta nuevamente el proceso desde la pantalla de la ejecución anterior.



Se genera el segundo resultado:

[Uncensored Data - Precio Zonal MTR \(\\$/MWh\)](#)

Data variable: Precio Zonal MTR (\$/MWh)

87668 values ranging from -358.57 to 6540.97

Fitted Distributions

<i>Normal</i>
mean = 1568.87
standard deviation = 679.406

The StatAdvisor

This analysis shows the results of fitting a normal distribution to the data on Precio Zonal MTR (\$/MWh). The estimated parameters of the fitted distribution are shown above. You can test whether the normal distribution fits the data adequately by selecting Goodness-of-Fit Tests from the list of Tabular Options. You can also assess visually how well the normal distribution fits by selecting Frequency Histogram from the list of Graphical Options. Other options within the procedure allow you to compute and display tail areas and critical values for the distribution. To select a different distribution, press the alternate mouse button and select Analysis Options.

Tests for Normality for Precio Zonal MTR (\$/MWh)

Test	Statistic	P-Value
Shapiro-Wilk W	Too much data	

The StatAdvisor

This pane shows the results of several tests run to determine whether Precio Zonal MTR (\$/MWh) can be adequately modeled by a normal distribution. The Shapiro-Wilk test is based upon comparing the quantiles of the fitted normal distribution to the quantiles of the data. The Shapiro-Wilk test was not performed because the sample size was greater than 2000.

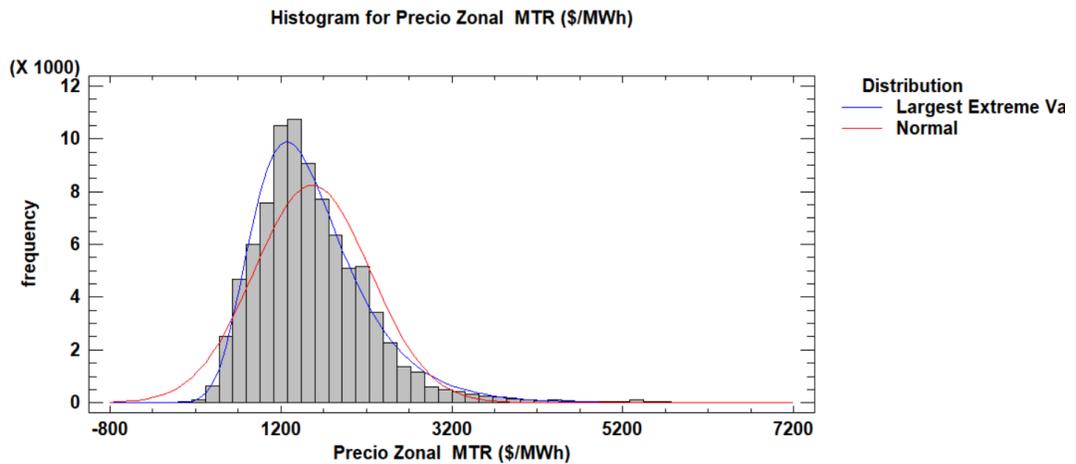
Comparison of Alternative Distributions

Distribution	Est. Parameters	Log Likelihood	A^2
Largest Extreme Value	2	-686388.	52.5229
Logistic	2	-691280.	498.152
Laplace	2	-692476.	831.445
Normal	2	-696097.	1145.32
Exponential	1	-1.E9	
Lognormal	2	-1.E9	
Weibull	2	-1.E9	
Gamma	2	-1.E9	
Pareto	1	-1.E9	
Uniform	2	-774916.	
Inverse Gaussian	2	-1.E9	
Birnbaum-Saunders	<no fit>		
Smallest Extreme Value	<no fit>		
Loglogistic	2	-1.E9	

The StatAdvisor

This table compares the goodness-of-fit when various distributions are fit to Precio Zonal MTR (\$/MWh). You can select other distributions using Pane Options.

According to the Anderson-Darling A^2 statistic, the best fitting distribution is the largest extreme value distribution. To fit this distribution, press the alternate mouse button and select Analysis Options.



PARTE VI

CONCLUSIONES

En esta parte final del documento, se presentan las conclusiones del trabajo de investigación realizado, tomando como base los objetivos inicialmente planteados y que dieron la ruta para el trabajo obtenido.

Adicionalmente, se sugieren los trabajos futuros identificados durante su ejecución del trabajo teniendo en cuenta aspectos adicionales que podrían ayudar a optimizar el modelo de simulación propuesto.

CAPÍTULO 8

Conclusiones y trabajos futuros

8.1. Conclusiones

Durante el desarrollo de la primera parte de la investigación donde se revisa el estado del arte, se pudo determinar que las técnicas más usadas para la gestión de los riesgos es el valor en riesgo (VaR – *Value at Risk*) y valor en riesgo condicional (CVaR – *Conditional Value at Risk*).

Dentro de las variables más importantes que se deben tener en cuenta dentro del proceso de gestión del riesgo, están los precios del mercado ya que son los que generan más volatilidad en los negocios eléctricos y la actitud del inversionista en la cual definen la actitud como moderada, arriesgada o neutral.

Sobre los métodos utilizados para la gestión del riesgo se encuentra básicamente la optimización de portafolios y los contratos bilaterales o por diferencia. Se logra observar que la implementación de alguno de estos métodos o la combinación de varios permite al generador de energía eléctrica poder controlar el riesgo al que puede estar expuesto.

Después del proceso de la revisión sistemática de literatura RSL y con las sesiones de trabajo con los especialistas de energía y del producto de MVM, se identificó uno de los artículos que logra combinar las técnicas, métodos y variables necesarios para realizar una gestión del riesgo de manera ordenada y controlada.

Tomando como base la fórmula seleccionada, se construyó un modelo de simulación que permite generar el beneficio esperado en una negociación, con

base en ciertas variables ingresadas por el usuario final. Teniendo en cuenta este artículo objetivo y su especificidad en la inclusión del VaR y CVaR en el cálculo del riesgo, se ajusta el beneficio esperado tomando como base la combinación entre diferentes probabilidades y actitudes ante el riesgo.

Posteriormente, se propone la arquitectura base para el módulo de simulación de gestión del riesgo, con el objetivo de ser integrado en el producto de Energy Suite.

Al realizar la evaluación del modelo, se encuentra que los resultados pueden apoyar a un agente del mercado a realizar una negociación más segura, teniendo en cuenta los factores ingresados en el modelo.

Finalmente, puede concluirse que el objetivo general se cumple al haber podido proponer un modelo de simulación teniendo en cuenta la gestión del riesgo, el cual puede ser incorporado a futuro en el producto Energy Suite de MVM y que además, permite a los agentes del mercado contar con mejores opciones para tomar una decisión correcta al momento de realizar una negociación.

8.2. Trabajos futuros

Este trabajo de investigación ha permitido diseñar un modelo de simulación para la gestión de riesgos, que puede servir como base para la ampliación del producto Energy Suite de MVM. Sin embargo, se pueden proponer los siguientes trabajos futuros.

La primera sugerencia está en tener en cuenta la región y/o zona en la que va a ser vendida la energía, ya que los precios pueden variar considerablemente entre

zona y zona. Esto permitiría hacer una estratificación de los datos y que los resultados de la simulación sean más precisos.

Como segunda sugerencia se propone tener en cuenta los diferentes tipos de franjas horarios manejados en México, ya que esto permitiría calibrar más el modelo y ofrecer mejores opciones para las negociaciones.

Finalmente, se sugiere tener en cuenta los tipos de negociaciones que se vayan identificando en el mercado mexicano, a medida que el negocio se consolida y los agentes del mercado amplían sus tácticas de negociación.

BIBLIOGRAFÍA

- (C) Copyright IBM Corporation 1994, 2012. (n.d.). Manual CRISP-DM de IBM SPSS Modeler. Retrieved from <ftp://ftp.software.ibm.com/software/analytics/spss/documentation/modeler/15.0/es/CRISP-DM.pdf>
- Algarvio, H., Lopes, F., Sousa, J., & Lagarto, J. (2017). Multi-agent electricity markets: Retailer portfolio optimization using Markowitz theory. *Electric Power Systems Research*, 148, 282–294. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2017.02.031>
- Algarvio, Hugo, & Lopes, F. (2014). Risk Management and Bilateral Contracts in Multi-agent Electricity Markets (pp. 297–308). Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-319-07767-3_27
- Amjady, N., & Vahidinasab, V. (2013). Security-constrained self-scheduling of generation companies in day-ahead electricity markets considering financial risk. *Energy Conversion and Management*, 65, 164–172. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2012.07.008>
- Androcec, I., & Krajar, S. (2013). Investment criteria and risk calculation in regional electricity trading. In *Eurocon 2013* (pp. 1285–1292). IEEE. <https://doi.org/10.1109/EUROCON.2013.6625145>
- Banks, J. (1998). *Handbook of simulation: principles, methodology, advances, applications, and practice*. Wiley.
- Business, Q. G. (2008). Diplomado Mercado Eléctrico Mayorista | Quality Global Business - The Global Training Provider Company. Retrieved March 19, 2018, from <https://www.qualityrd.com/?product=diplomado-mercado-electrico-mayorista>
- Caicedo, G., Rudnick, H., & Sauma, E. E. (2014). Auction mechanisms for long-term electricity contracts: Application to the Colombian market. *IEEE Latin America Transactions*, 12(4), 609–617. <https://doi.org/10.1109/TLA.2014.6868862>

- cenace.gob.mx. (n.d.). Precios Marginales Locales. Retrieved October 14, 2019, from
<https://www.cenace.gob.mx/SIM/VISTA/REPORTES/PreEnergiaSisMEM.aspx>
- Colciencias. (2017). Convocatoria para proyectos de investigación, desarrollo tecnológico e innovación que aspiran a obtener beneficios tributarios por inversiones a partir del año 2017 | COLCIENCIAS. Retrieved from <http://www.colciencias.gov.co/convocatorias/innovacion/convocatoria-para-obtener-deducciones-tributarias-por-inversiones-en-idi-0>
- Commodity Technology Advisory. (2017). SourceBook 2017 | CTRM Center. Retrieved from <https://www.ctrmcenter.com/publications/sourcebook-2017/>
- Cousineau, D., & Engmann, S. (2015). Comparing distributions: the two-sample Anderson – Darling test as an alternative to the Kolmogorov – Smirnov test. *Journal of Applied Quantitative Methods*, 6(May), 1–17. Retrieved from http://www.jaqm.ro/issues/volume-6,issue-3/1_engmann_cousineau.php
- Dagoumas, A. S., Koltsaklis, N. E., & Panapakidis, I. P. (2017). An integrated model for risk management in electricity trade. *Energy*, 124, 350–363. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.02.064>
- Díaz, P., & Fernández, P. (2001). La distribución normal. Retrieved July 10, 2019, from https://www.fisterra.com/mbe/investiga/distr_normal/distr_normal.asp
- Diwakar, R. (2017). An evaluation of normal versus lognormal distribution in data description and empirical analysis. *Practical Assessment, Research and Evaluation*, 22(13), 1–15.
- Evans, E. (2015). *Domain-driven design reference: definitions and patterns summaries*.
- García, B., & Gutiérrez, A. (2018). *Modelos de negocio para la generación de electricidad con energías renovables en México*. Ciudad de México. Retrieved from <http://www.bancomext.com/>
- GARRIGA TRILLO, A. J., LUBIN PIGOUCHE, P., MERINO MERINO, J. M., PADILLA SUÁREZ, M., RECIO SABOYA, P., & SUÁREZ FALCÓN, J. C. (2010). *Introducción al análisis de datos*. (UNED, Ed.). Madrid, España.

- Retrieved from
https://books.google.com.co/books?hl=es&lr=&id=qe6tGv4cnhsC&oi=fnd&pg=PA1&dq=%22introducción+al+análisis+de+datos%22&ots=cFm_D6WFRU&sig=1JC4XG3uRwPDL7egiPf325SBzyk&redir_esc=y#v=onepage&q=%22introducción+al+análisis+de+datos%22&f=false
- Holt, C. A., & Laury, S. K. (2002). Risk Aversion and Incentive Effects. *American Economic Review*, 92(5), 1644–1655.
<https://doi.org/10.1257/000282802762024700>
- Jiang, J. N., & Kang, C. (2016). A comparative view of risk management in financial sector and in next generation power grid operation. In *2016 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)* (pp. 1–6). IEEE. <https://doi.org/10.1109/PMAPS.2016.7764181>
- Kruchten, P. (n.d.). Planos Arquitectónicos: El Modelo de “4+1” Vistas de la Arquitectura del Software *. Retrieved from http://cic.puj.edu.co/wiki/lib/exe/fetch.php?media=materias:modelo4_1.pdf
- Kvam, P. H., & Vidakovic, B. (2007). *Nonparametric statistics with applications to science and engineering*. Wiley-Interscience.
- Limpert, E., & Stahel, W. A. (2011). Problems with using the normal distribution-- and ways to improve quality and efficiency of data analysis. *PloS One*, 6(7), e21403. <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0021403>
- Lorca, Á., & Prina, J. (2014). Power portfolio optimization considering locational electricity prices and risk management. *Electric Power Systems Research*, 109, 80–89. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2013.12.004>
- Maier, S., Street, A., & McKinnon, K. (2016). Risk-averse portfolio selection of renewable electricity generator investments in Brazil: An optimised multi-market commercialisation strategy. *Energy*, 115, 1331–1343. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.09.064>
- Manco, O., Botero, O., & Medina, S. (2016). Risker: Platform Implementation of Complex System Model for Financial Risk Management in Energy Markets. *Procedia Computer Science*, 83, 1078–1083.

<https://doi.org/10.1016/J.PROCS.2016.04.226>

- Martinez, Y. C. C., & Valencia, L. B. (2003). Portfolio theory based approach to risk management in electricity markets: Colombian case study. In *IEEE Systems and Information Engineering Design Symposium, 2003* (pp. 35–40). IEEE. <https://doi.org/10.1109/SIEDS.2003.158001>
- Mathuria, P., Bhakar, R., & Li, F. (2015). GenCo's optimal power portfolio selection under emission price risk. *Electric Power Systems Research, 121*, 279–286. <https://doi.org/10.1016/J.EPSR.2014.11.006>
- Oracle. (n.d.). Ayudas Crystal Ball. Retrieved from https://docs.oracle.com/cd/E52437_01/en/crystal_ball_users_guide/frameset.htm?
- Pinto, T., Sousa, T. M., Praça, I., Vale, Z., & Morais, H. (2016). Support Vector Machines for decision support in electricity markets' strategic bidding. *Neurocomputing, 172*, 438–445. <https://doi.org/10.1016/j.neucom.2015.03.102>
- Pousinho, H. M. I., Contreras, J., Bakirtzis, A. G., & Catalao, J. P. S. (2013). Risk-Constrained Scheduling and Offering Strategies of a Price-Maker Hydro Producer Under Uncertainty. *IEEE Transactions on Power Systems, 28*(2), 1879–1887. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2012.2229473>
- Prabavathi, M., & Gnanadass, R. (2015). Energy bidding strategies for restructured electricity market. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 64*, 956–966. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.08.018>
- Reynoso, C. B. (n.d.). Introducción a la Arquitectura de Software. Retrieved from <http://carlosreynoso.com.ar/archivos/arquitectura/Arquitectura-software.pdf>
- Riccio, Francisco. (n.d.). Oracle Crystal Ball 11.1 - Simulación Monte Carlo. Retrieved July 3, 2019, from <https://www.oracle.com/technetwork/es/articles/oem/oracle-crystal-ball11-1-4434142-esa.html>
- Sanda, G. E., Olsen, E. T., & Fleten, S.-E. (2013). Selective hedging in hydro-based electricity companies. *Energy Economics, 40*, 326–338. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2013.06.018>

- Shinde, P. U., & Deshmukh, S. R. (2014). Risk management in electricity market by portfolio optimization. In *2014 Annual IEEE India Conference (INDICON)* (pp. 1–6). IEEE. <https://doi.org/10.1109/INDICON.2014.7030542>
- Simbaqueba, L. (n.d.). IMPORTANCIA DE LA GESTIÓN INTEGRAL DEL RIESGO APLICACIÓN AL SECTOR EMPRESARIAL. Retrieved from <https://www.incp.org.co/Site/info/archivos/riesgo.pdf>
- Sousa, F. D. S. de. (2014). Bilateral Contracting in Liberalized Energy Markets: Contracts for Difference and Risk Management. Retrieved from <https://fenix.tecnico.ulisboa.pt/downloadFile/844820067124277/resumo.pdf>
- Sousa, F., Lopes, F., & Santana, J. (2015a). Contracts for Difference and Risk Management in Multi-agent Energy Markets (pp. 155–164). Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-319-18944-4_13
- Sousa, F., Lopes, F., & Santana, J. (2015b). Multi-agent Electricity Markets: A Case Study on Contracts for Difference. In *2015 26th International Workshop on Database and Expert Systems Applications (DEXA)* (pp. 86–90). IEEE. <https://doi.org/10.1109/DEXA.2015.35>
- Universitat Pompeu Fabra - Barcelona. (n.d.). Conceptos Fundamentales. Retrieved July 16, 2018, from <http://www.dtic.upf.edu/~gvirtual/master/rv/seccio2/seccio2.htm>
- Weber, C. (2005). *Uncertainty in the electric power industry: methods and models for decision support*. Springer.
- Yang, I., Callaway, D. S., & Tomlin, C. J. (2014). Direct load control for electricity market risk management via risk-limiting dynamic contracts. In *2014 52nd Annual Allerton Conference on Communication, Control, and Computing (Allerton)* (pp. 1058–1063). IEEE. <https://doi.org/10.1109/ALLERTON.2014.7028572>
- Zhe, L., Ke, L., Kaibi, W., & Xiaoliu, S. (2012). Research on Financial Risk Management for Electric Power Enterprises. *Systems Engineering Procedia*, 4, 54–60. <https://doi.org/10.1016/j.sepro.2011.11.049>