

**UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA**  
**FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS**  
**ESCUELA DE ESTUDIOS DE POSTGRADO**  
**MAESTRÍA EN ADMINISTRACIÓN FINANCIERA**



**ANÁLISIS DE RIESGO Y RENDIMIENTO DE LA INVERSIÓN DE EMPRESAS  
GENERADORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA PRESTAR SERVICIOS  
COMPLEMENTARIOS EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE  
GUATEMALA**

**INGENIERO JOSÉ ESTUARDO ORELLANA LEONARDO**

**GUATEMALA, NOVIEMBRE DE 2022**



**UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA**  
**FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS**  
**ESCUELA DE ESTUDIOS DE POSTGRADO**  
**MAESTRÍA EN ADMINISTRACIÓN FINANCIERA**



**ANÁLISIS DE RIESGO Y RENDIMIENTO DE LA INVERSIÓN DE EMPRESAS  
GENERADORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA PRESTAR SERVICIOS  
COMPLEMENTARIOS EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE  
GUATEMALA**

Informe final de tesis para la obtención del Grado de Maestro en Ciencias, con base en el "Normativo de Tesis para Optar al Grado de Maestro en Ciencias", aprobado por la Junta Directiva de la Facultad de Ciencias Económicas el 15 de octubre de 2015, según numeral 7.8 Punto SÉPTIMO del Acta No. 26-2015 y ratificado por el Consejo Directivo del Sistema de Estudios de Postgrado de la Universidad de San Carlos de Guatemala, según Punto 4.2, subincisos 4.2.1 y 4.2.2 del Acta 14-2018 de fecha 14 de agosto de 2018.

**AUTOR: ING. JOSÉ ESTUARDO ORELLANA LEONARDO**

**ASESOR: LIC. MSc. JORGE ALEXANDER PÉREZ MONROY**

**GUATEMALA, NOVIEMBRE DE 2022**

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA

FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS  
HONORABLE JUNTA DIRECTIVA

Decano: Lic. Luis Antonio Suárez Roldán  
Secretario: Lic. Carlos Roberto Cabrera Morales  
Vocal Primero: Lic. Carlos Alberto Hernández Gálvez  
Vocal Segundo: MSc. Byron Giovani Mejía Victorio  
Vocal Tercero: Vacante  
Vocal Cuarto: P.C. Marlon Geovani Aquino Abdalla  
Vocal Quinto: P.C. Carlos Roberto Turcios Pérez

JURADO EXAMINADOR QUE PRACTICÓ EL EXAMEN PRIVADO DE TESIS  
SEGÚN EL ACTA CORRESPONDIENTE

Presidente: MSc. Hugo Armando Mérida Pineda  
Secretario: MSc. Víctor Manuel López Fernández  
Vocal I: MSc. Armando Melgar Retolaza



FACULTAD DE  
CIENCIAS ECONÓMICAS  
Edificio "S-8"  
Ciudad Universitaria, Zona 12  
Guatemala, Centroamérica

J.D-TG. No. 424-2023  
Guatemala, 05 de junio 2023

Estudiante  
José Estuardo Orellana Leonardo  
Facultad de Ciencias Económicas  
Universidad de San Carlos de Guatemala

Estudiante:

Para su conocimiento y efectos le transcribo el Punto Cuarto, inciso 4.1, subinciso 4.1.1 del Acta 10-2023, de la sesión celebrada por Junta Directiva el 25 de mayo 2023, que en su parte conducente dice:

**CUARTO: "ASUNTOS ESTUDIANTILES"**

**4.1 Graduaciones**

**4.1.1 Elaboración y Examen de Tesis**

Se tienen a la vista las providencias de las Escuelas de Administración de Empresas y Estudios de Postgrado; en las que se informa que los estudiantes que se indican a continuación, aprobaron el Examen de Tesis, por lo que se trasladan las Actas del Jurado Examinador y los expedientes académicos.

Junta Directiva acuerda: 1º. Aprobar las Actas de los Jurados Examinadores de Tesis. 2º. Autorizar la impresión de tesis y la graduación a los siguientes estudiantes:

**ESCUELA DE ESTUDIOS DE POSTGRADO**

Solicitudes de Impresión 2023, Maestrías en Ciencias, Jornada Normal

Maestría en Administración Financiera

	Nombre	Registro Académico	Trabajo de Tesis
Ref. EEP. Of. AF-12-2023	José Estuardo Orellana Leonardo	201314455	ANÁLISIS DE RIESGO Y RENDIMIENTO DE LA INVERSIÓN DE EMPRESAS GENERADORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA PRESTAR SERVICIOS COMPLEMENTARIOS EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE GUATEMALA

...  
3º. Manifestar a los estudiantes que se les fija un plazo de seis meses para su graduación".

"ID Y ENSEÑAD A TODOS"

LIC. CARLOS ROBERTO CABRERA MORALES  
SECRETARIO



**ACTA No. AF-JN-38-2022**

De acuerdo al estado de emergencia nacional decretado por el Gobierno de la República de Guatemala y a las resoluciones del Consejo Superior Universitario, que obligaron a la suspensión de actividades académicas y administrativas presenciales en el campus central de la Universidad, ante tal situación la Escuela de Estudios de Postgrado de la Facultad de Ciencias Económicas, debió incorporar tecnología virtual para atender la demanda de necesidades del sector estudiantil, en esta oportunidad nos reunimos de forma virtual los infrascritos miembros del Jurado Examinador, el **19 de octubre de 2022**, a las **20:00** horas para practicar el **EXAMEN GENERAL DE TESIS** del Ingeniero Electricista **José Estuardo Orellana Leonardo**, carné No. **201314455**, estudiante de la Maestría en Administración Financiera de la Escuela de Estudios de Postgrado, como requisito para optar al grado de Maestro en Ciencias en Administración Financiera. El examen se realizó de acuerdo con el Instructivo de Tesis, aprobado por la Junta Directiva de la Facultad de Ciencias Económicas, el 15 de octubre de 2015, según Numeral 7.8 Punto SÉPTIMO del Acta No. 26-2015 y ratificado por el Consejo Directivo del Sistema de Estudios de Postgrado –SEP– de la Universidad de San Carlos de Guatemala, según Punto 4.2, subincisos 4.2.1 y 4.2.2 del Acta 14-2018 de fecha 14 de agosto de 2018.

Cada examinador evaluó de manera oral los elementos técnico-formales y de contenido científico profesional del informe final presentado por el sustentante, denominado **"ANÁLISIS DE RIESGO Y RENDIMIENTO DE LA INVERSIÓN DE EMPRESAS GENERADORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA PRESTAR SERVICIOS COMPLEMENTARIOS EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE GUATEMALA"**, dejando constancia de lo actuado en las hojas de factores de evaluación proporcionadas por la Escuela. El examen fue **APROBADO** con una nota promedio de **70** puntos, obtenida de las calificaciones asignadas por cada integrante del jurado examinador. El Tribunal hace las siguientes recomendaciones: Que el sustentante incorpore las enmiendas señaladas dentro de los 45 días calendario.

En fe de lo cual firmamos la presente acta en la Ciudad de Guatemala, a los diecinueve días del mes de octubre del año dos mil veintidós.



MSc. Hugo Armando Méndez Pineda  
Presidente



MSc. Víctor Manuel López Fernández  
Secretario



MSc. Armando Melgar Retolaza  
Vocal



Ing. José Estuardo Orellana Leonardo  
Postulante



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA  
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS  
ESCUELA DE ESTUDIOS DE POSTGRADO

## ADENDUM

El infrascrito Presidente del Jurado Examinador CERTIFICA que el estudiante **José Estuardo Orellana Leonardo**, incorporó los cambios y enmiendas sugeridas por cada miembro examinador del Jurado.

Guatemala, 30 de noviembre de 2022.

(f) 

MSc. Hugo Armando Mérida Pineda  
Presidente

Guatemala, 12 de septiembre de 2022.

Señor Director  
Escuela de Estudios de Postgrado  
Facultad de Ciencias Económicas  
Universidad de San Carlos de Guatemala  
Lic. Carlos Humberto Valladares, MSc.  
Ciudad.

Señor Director:

Hago referencia a mi designación como asesor del informe final de tesis de maestría: **ANÁLISIS DE RIESGO Y RENDIMIENTO DE LA INVERSIÓN DE EMPRESAS GENERADORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA PRESTAR SERVICIOS COMPLEMENTARIOS EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE GUATEMALA**, presentado por el **INGENIERO JOSÉ ESTUARDO ORELLANA LEONARDO**.

En atención a la designación encomendada, he realizado la asesoría en la elaboración de la referida tesis de Maestría, la cual en mi opinión, cumple con los requisitos formales, normativos y metodológicos para la obtención del grado de Maestro en Ciencias de la Escuela de Estudios de Postgrado, de la Facultad de Ciencias Económicas, de la Universidad de San Carlos de Guatemala.

En vista de lo anterior, recomiendo que el trabajo sea aceptado para su presentación en el examen general de tesis.

Sin otro particular hago propicia la oportunidad para suscribirme deferentemente del señor Director.

Atentamente,



Lic. MSc. Jorge Alexander Pérez Monroy  
Asesor de Tesis

## **AGRADECIMIENTOS**

- A DIOS:** El motor que impulsa mi vida y la razón de mi existencia. A Él sea el honor y la gloria.
- A MI MADRE:** Lilian Leonardo quien creyó en mí y me ha amado y apoyado cada día de mi vida.
- A MIS ABUELOS:** Bertha Marín y Enrique Leonardo (QEPD), quienes me han inculcado los mejores valores y me han dado su amor cada día de mi vida.
- MI ESPOSA:** Victoria Morales, la fuente de inspiración para finalizar este trabajo.
- MI ASESOR:** Lic. MSc. Jorge Pérez por toda su orientación y paciencia en la realización de este trabajo de investigación.
- A LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA:** Mi alma máter que me ha dado un tesoro más valioso que el oro mismo, el conocimiento.

## CONTENIDO

RESUMEN.....	i
INTRODUCCIÓN.....	iii
1. ANTECEDENTES .....	1
1.1 Inicios de la electricidad en Guatemala.....	1
1.2 Ley general de electricidad 1996 .....	3
1.3 Mercado de servicios complementarios .....	6
1.4 Condiciones económicas actuales mercado eléctrico en Guatemala .....	11
1.5 Estudios previos.....	14
2. MARCO TEÓRICO.....	19
2.1. Valor del dinero en el tiempo .....	19
2.2. Valor futuro y valor presente .....	19
2.3. Valor presente neto VPN .....	20
2.4. Tasa interna de retorno TIR .....	21
2.5. Periodo de recuperación tradicional.....	22
2.6. Periodo de recuperación descontado.....	22
2.7. Riesgo en proyectos de inversión .....	23
2.8. Riesgo de negocio, riesgo financiero y riesgo de fracaso .....	24
2.9. Riesgo al vencimiento, incumplimiento, prioridad y comerciabilidad.....	25
2.10. Riesgo de mercado: Modelo de Valuación de Activos de Capital .....	26
2.11. Análisis de riesgo de proyectos .....	30
2.12. Análisis de simulación.....	31
2.13. Análisis de sensibilidad .....	31

2.14.	Estadística descriptiva .....	32
2.15.	Sistemas eléctricos de potencia.....	33
2.16.	Despacho económico de carga.....	34
2.17.	Metodología de asignación de servicios complementarios .....	36
3.	METODOLOGÍA.....	45
3.1.	Definición del problema.....	45
3.1.1.	Especificación del problema.....	46
3.1.2.	Delimitación del problema .....	46
3.1.3.	Unidad de análisis .....	46
3.1.4.	Periodo para investigar.....	47
3.1.5.	Ámbito geográfico.....	47
3.1.6.	Ámbito institucional.....	47
3.2.	Universo y tamaño de muestra .....	47
3.3.	Objetivos .....	47
3.3.1.	Objetivo general .....	48
3.3.2.	Objetivos específicos.....	48
3.4.	Hipótesis .....	48
3.5.	Especificación de variables.....	49
3.5.1.	Variables independientes .....	49
3.5.2.	Variables dependientes .....	49
3.6.	El método científico.....	50
3.7.	Técnicas de investigación aplicadas .....	50
3.7.1.	Técnicas de investigación documental.....	50
3.7.2.	Técnicas de investigación de campo.....	50

4.	ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	53
4.1.	Tamaño de mercado de RRO y RRa.....	53
4.2.	Unidades habilitadas para prestar servicio de RRO y RRa.....	55
4.3.	Determinación de la inversión inicial.....	59
4.4.	Determinación de Flujos de Ingresos y Egresos.....	63
4.4.1.	Ingresos y egresos de operación normal.....	64
4.4.2.	Gastos no desembolsables operación normal.....	66
4.4.3.	Ingresos y egresos prestación de servicios complementarios.....	67
4.5.	Costo de Capital Promedio Ponderado–CCPP–.....	76
4.5.1.	Costo de capital propio.....	77
4.5.2.	Costo préstamo bancario.....	78
4.6.	Variables macroeconómicas.....	79
4.7.	Proyección de resultados.....	80
4.8.	Análisis de escenarios y sensibilidad.....	90
4.8.1.	Análisis escenario optimista.....	97
4.8.2.	Análisis escenario esperado.....	99
4.8.3.	Análisis escenario pesimista.....	100
4.9.	Análisis de simulación.....	102
	CONCLUSIONES.....	107
	RECOMENDACIONES.....	109
	BIBLIOGRAFÍA.....	111
	GLOSARIO.....	114
	ÍNDICE DE TABLAS.....	117

ÍNDICE DE FIGURAS..... 119

ANEXOS..... 121

## RESUMEN

En Guatemala, el subsector eléctrico es un mercado de costos variables, operado por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) y regulado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), en el que participan productores, consumidores, transportistas y comercializadores. Mientras que los consumidores encuentran abastecimiento de su demanda de energía eléctrica sin mayor problema en el mercado nacional, los productores recientemente enfrentan el problema de la sobreoferta, por lo que les es más difícil vender su potencia en contratos de respaldo para abastecer demanda nacional y se ven orillados a comprometer sus respaldos de potencia en otros mercados.

Con el objetivo de establecer el riesgo y rendimiento que puede esperar una empresa que participa en el mercado de servicios complementarios, se ha realizado una investigación con base en el método científico inductivo, en la que se ha recopilado información de empresas generadoras del sector eléctrico que han prestado servicios complementarios y se ha analizado en conjunto con datos sobre variables no controlables que afectan el comportamiento de las ventas al mercado de servicios complementarios, como la demanda de energía eléctrica y el despacho económico de carga que realiza el AMM.

Los datos analizados en conjunto con los flujos de efectivo percibidos y con la inversión inicial de estas empresas han permitido establecer cuál es el retorno que podría esperar una empresa de generación de energía eléctrica, según su tipo de tecnología, costos variables y servicio complementario prestado, así como el riesgo de la inversión a realizarse. Este análisis ha demostrado que la inversión de empresas generadoras para prestar el servicio de Reserva Rodante Operativa es altamente rentable, mientras que la inversión para prestar el servicio de Reserva Rápida puede ser rentable según el costo de oportunidad que representa la no participación en el mercado a término y se considera como una alternativa de las empresas para complementar sus ingresos.

## INTRODUCCIÓN

El mercado eléctrico en Guatemala inició con la promulgación de la Ley General de Electricidad en el año de 1996, a través de la cual se vuelve de importancia nacional la electrificación y se abren los mercados de actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

Previamente a la apertura de este mercado, el sistema eléctrico de Guatemala era en su mayoría propiedad del estado, con una pequeña cantidad de inversión privada en el sector y con la limitante de que el sistema podía crecer y robustecer a un paso establecido por el desarrollo del interés público, por lo que, como efecto de este sistema, existían condiciones poco confiables del sistema eléctrico, que incluían cortes no programados y desabastecimiento de la demanda nacional, mientras que los recursos naturales con los que cuenta el país no eran o podían ser aprovechados para la generación de energía eléctrica.

Las condiciones de un sistema sin regulación e incentivos de inversión finalizaron luego de la apertura del mercado eléctrico, al abrir e incentivar la libre competencia para participar en el mercado eléctrico, puesto que, a partir de ese momento, la matriz energética del país se ha diversificado grandemente y el sistema de transmisión principal ha alcanzado una robustez y nivel de seguridad de abastecimiento notable.

Asimismo, con la apertura y operación del Mercado Eléctrico Regional (MER), se ha incentivado aún más la inversión en el subsector eléctrico. La creación de un ente operador del mercado y sistema eléctrico nacional, conocido como el Administrador del Mercado Mayorista (AMM), ha garantizado el abastecimiento de la energía eléctrica y la operación al mínimo costo, permitiendo maximizar la eficiencia de recursos del sistema nacional eléctrico y la creación de un ente regulador, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), ha dirimido las diferencias entre los actores y participantes del mercado eléctrico nacional, beneficiando a la

población en general por la eficiencia en el costo operativo y la garantía de orden y soluciones a los conflictos que podrían presentarse durante la operación del sistema eléctrico.

Sin embargo, la realidad económica del país tiene su impacto en la operación de este mercado, puesto que, aunque se ha incentivado la inversión para prestar servicio de generación y transporte de energía eléctrica, el consumo de energía eléctrica no ha presentado un crecimiento significativo durante los últimos años, producto en gran parte, del poco crecimiento económico que ha presentado el país.

Guatemala está ingresando a una sobreoferta de energía eléctrica sin una demanda por abastecer, esto se hace evidente al ver los números del sistema eléctrico, debido a que se cuenta con una matriz energética de casi 3,000 megavatios para abastecer una demanda nacional que históricamente no ha superado el límite de los 2,000 megavatios y por tal razón, la sobreoferta se ha vuelto una amenaza para los participantes productores, en especial, a aquellos con costos operativos muy elevados.

La búsqueda de alternativas para estas empresas es un tema para tener presente para todo director de una empresa del subsector eléctrico, con el fin de percibir ingresos acordes a las proyecciones y expectativas de los accionistas. Entre estas alternativas, tiene especial importancia la exportación hacia México y el Mercado Eléctrico Regional (MER) así como la prestación de servicios complementarios, en específico la Reserva Rodante Operativa y la Reserva Rápida.

En la presente investigación se realizó un análisis de riesgo y rendimiento de la inversión de empresas generadoras del subsector eléctrico para prestar servicios complementarios como una alternativa para el uso y venta de potencia eléctrica en el país, realizando una revisión de literatura que permitió establecer los antecedentes del problema en el capítulo 1, a la vez que se tomaron las bases de

estudios previos en el tema para guiar las expectativas de los resultados de investigación.

En el capítulo 2 se detalla el marco teórico que incluye y unifica los conceptos relacionados a la operación de un sistema y mercado eléctrico de potencia, desde la planificación a través de un despacho económico de corto plazo, hasta la liquidación de los resultados en transacciones económicas y los conceptos relacionados a la administración financiera, en específico al presupuesto de capital y los indicadores de un proyecto de inversión.

En el capítulo 3 se resume la metodología empleada en la recolección, análisis, discusión de resultados y conclusiones, recopilando las herramientas científicas base para el desarrollo de la investigación.

Finalmente, en el capítulo 4 se muestra el análisis y discusión de resultados, haciendo un descripción cualitativa de las tendencias y condiciones actuales del mercado eléctrico, junto con un análisis estadístico de los resultados, con especial énfasis en la proyección de flujos percibidos por las empresas que han prestado los servicios complementarios en el periodo del 1 de enero de 2015 al 31 de diciembre de 2020, con lo que se concluye sobre la rentabilidad y riesgo de la prestación de servicios complementarios.

## **1. ANTECEDENTES**

El trabajo de investigación abarca el mercado de electricidad en Guatemala, en específico, la constitución de los servicios complementarios remunerados, necesarios para la correcta operación y desempeño de un sistema eléctrico. Ante la apertura de este mercado y la libre competencia para prestar estos servicios nace la oportunidad de las empresas de generación de energía eléctrica para diversificar su inversión en el sector y poder prestar los servicios de Reserva Rápida y Reserva Rodante Operativa, los cuales serán remunerados de acuerdo con la asignación sujeta a un despacho económico de energía eléctrica.

### **1.1 Inicios de la electricidad en Guatemala**

Desde la invención de la electricidad, atribuida a Thomas Alva Edison a finales de la década de 1870, el deseo del avance y la incorporación a esta nueva tecnología se hizo presente en Guatemala. Según el Instituto Nacional De Electrificación (2021), “en el año de 1886 se tiene registro de la primera central hidroeléctrica en Guatemala, ubicada en la finca El Zapote y utilizada para encender 135 lámparas ubicadas en la ciudad de Guatemala”.

A partir de la década de los setenta, empieza a tomar forma el parque generador de Guatemala con la construcción de la hidroeléctrica Jurún Marinalá, en el departamento de Guatemala, con una capacidad de 60 MW siendo la hidroeléctrica más grande de la época.

De acuerdo con la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (2002), la década de los ochenta inicia con la construcción de la hidroeléctrica Aguacapa con 90 MW en el año de 1982 y la construcción de la hidroeléctrica Chixoy de 300 MW en el año 1983, siendo la mayor central hidroeléctrica actualmente en el país. Durante esta época el sector eléctrico consistía en un monopolio debido a que la generación, transmisión y distribución estaban a cargo de las entidades estatales INDE-EEGSA. Las tarifas de energía eran subsidiadas por el estado.

A finales de la década de los ochenta, una serie de condiciones económicas y técnicas generaron una especie de crisis en el sector eléctrico. Hasta ese entonces, el sistema eléctrico estaba basado en generación hidráulica, cuya confiabilidad depende de condiciones climáticas favorables y ante el crecimiento de la demanda, el sistema incurre en déficit programado y apagones. Un estancamiento económico que incluyó disminución en las inversiones y el financiamiento, junto con condiciones políticas adversas en cuanto a la regulación del ciclo de pagos, subsidios y préstamos de la EEGSA e INDE impulsaron la investigación sobre nuevos modelos sectoriales a través de la experiencia de los sectores eléctricos de otros países del mundo, con el objetivo de realizar un cambio en la política y regulación del sector eléctrico de Guatemala.

A principios de la década de los noventa, el desbalance entre oferta y demanda, junto con el estancamiento de la oferta hace necesario un cambio en el modelo estatal seguido hasta entonces. La nueva política busca descentralizar el sector, orientando de un sistema estatal hacia un sistema mixto, con mayores fuentes de inversión para la oferta de energía a través de la apertura a la inversión privada y la libre competencia.

Durante esta época, el INDE decide retirarse del negocio de inversión en generación, dando espacio a la iniciativa privada para inversión en generación. Se realizan 13 contratos de generación y entran en operación centrales térmicas de propiedad privada como Stewart & Stevenson y Puerto Quetzal Power. Por el lado de distribución de energía como servicio a la población, EEGSA establece la necesidad de un subsidio a su operación debido a que los costos de adquisición de la energía son mayores a la tarifa no ajustada por un amparo del Procurador de los Derechos Humanos.

## 1.2 Ley general de electricidad 1996

A finales del siglo XX, se evidencia la necesidad de un ordenamiento en el subsector, lo cual fue logrado a través de la emisión de la Ley General de Electricidad, Decreto No. 93-96 en el año de 1996. Esta ley en su artículo 3 faculta al Ministerio de Energía y Minas MEM, como el órgano del Estado responsable de formular y coordinar las políticas, planes de Estado, programas indicativos relativos al subsector eléctrico.

En el artículo 4 se crea la Comisión Nacional de energía Eléctrica (CNEE), como un órgano técnico del MEM, con independencia funcional para ejercicio de sus atribuciones, que incluyen cumplir y hacer cumplir la propia ley, velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia, definir las tarifas de transmisión y distribución, dirimir las controversias que surjan entre los agentes del subsector eléctrico y emitir las disposiciones y normativas para garantizar el libre acceso y uso de las líneas de transmisión y redes de distribución.

Según el Administrador del Mercado Mayorista (AMM, 2021) se da a conocer que:

- En el artículo 44 de la Ley General de Electricidad se crea el Administrador del Mercado Mayorista AMM como una entidad privada sin fines de lucro cuyas funciones incluyen la coordinación de la operación de las centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte al mínimo costo, establecer precios de mercado de corto plazo para las transferencias de potencia y energía entre los agentes del subsector eléctrico, garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica.

Esta entidad conformada por todos los participantes del subsector eléctrico es la encargada de la operación del SNI al mínimo costo y la liquidación de las transacciones del mercado eléctrico. La designación del MEM y la creación de la

CNEE y el AMM establecen una nueva jerarquía en el subsector, la cual se ilustra en la siguiente figura:

**Figura 1**  
**Jerarquía entes del subsector eléctrico en Guatemala**



Fuente: <https://www.cnee.gob.gt/pdf/informacion/GuiaDelInversionista2015.pdf>

A partir de la creación de la ley general de electricidad, se crea un marco legal que regula lo relacionado al subsector eléctrico, estas leyes y reglamentos se ilustran en la siguiente figura:

**Figura 2**  
**Marco legal subsector eléctrico de Guatemala**



Fuente: <https://www.cnee.gob.gt/pdf/informacion/GuiaDelInversionista2015.pdf>

A partir del año 1998 se inicia la aplicación de tarifas eléctricas con estructura técnica. Tras la nueva regulación, el mercado eléctrico muestra eficiencia económica en su operación. El sector público sale del giro del negocio de distribución de energía y se limita a los subsidios. La inversión privada llega a representar un 50% de la oferta de generación. Como se verá a continuación, esta participación de la iniciativa privada da la vuelta a la balanza y el sistema eléctrico pasa gradualmente de un sistema con déficit programado y demanda desatendida a un sistema confiable con sobre oferta.

### **1.3 Mercado de servicios complementarios**

Según el numeral 3.1.2 de la Norma de Coordinación Operativa No. 3 (NCO-3, Administrador del Mercado Mayorista, Resolución 157-14), los servicios complementarios son los siguientes: reservas operativas, regulación de frecuencia, control de potencia reactiva y tensión, arranque en negro y demanda interrumpible.

Las reservas operativas corresponden a la capacidad de devolver el balance entre generación y demanda ante un desbalance provocado por alguna perturbación del sistema, para este servicio se tiene reserva rodante, reserva rápida y demanda interrumpible.

La reserva rodante corresponde a la capacidad de reserva de potencia de una unidad generadora, la reserva rápida tiene por objetivo cubrir desviaciones provocadas por contingencias u otros imprevistos importantes, puede ser proporcionada por unidades térmicas o hidroeléctricas que puedan alcanzar la potencia máxima en un tiempo no mayor de treinta minutos.

La demanda interrumpible es la parte del total de la demanda de un Gran Usuario puede declarar para desconectar del servicio a solicitud del AMM en situaciones de riesgo para el SNI.

Según el numeral 3.4 de la NCO-3 (Administrador del Mercado Mayorista, Resolución 157-14), la regulación de frecuencia corresponde a la reserva necesaria y equipos de control para mantener la frecuencia del SNI dentro de los límites en las Normas Técnicas, tanto en condiciones normales como condiciones de emergencia, este servicio debe ser prestado por todas las unidades generadoras. Se clasifica en regulación primaria cuyo objetivo es asegurar el equilibrio permanente entre generación y demanda y regulación secundaria correspondiente a las unidades para control automático de generación (AGC, Automatic Generation Control).

Según el numeral 3.5 de la NCO-3 (Administrador del Mercado Mayorista, Resolución 157-14), el control de potencia reactiva y tensión tiene por objetivo mantener las tensiones de cada uno de los nodos del SNI dentro de los límites indicados en las Normas Técnicas, para lo cual todos los participantes deben aportar al control de potencia reactiva en sus puntos de conexión.

Según el numeral 3.6 de la NCO-3 (Administrador del Mercado Mayorista, Resolución 157-14), el arranque en negro de determinadas generadoras tiene el fin de iniciar el proceso de restablecimiento del SNI ante la formación de islas o colapso total del sistema como consecuencia de perturbaciones.

En cuanto a la prestación de los servicios, asignación de cargos y remuneración de los mismos, esta se establece en la Norma de Coordinación Comercial 8 (NCC-8, Administrador del Mercado Mayorista, Resolución 216-04) dentro de esa se indica que la reserva operativa se presta como reserva rodante regulante (RRR), la cual es la fracción de la capacidad de una unidad generadora que no está asignada a la producción de energía y tiene como finalidad que la unidad participen en la regulación primaria de frecuencia, esta se establece como el 3% de la generación en cada hora.

Así también la reserva operativa incluye la reserva rodante operativa (RRO), como la fracción de la capacidad de una unidad generadora que no está asignada a la producción de energía y tiene como finalidad la participación en la regulación secundaria y estar disponible para otros requerimientos operativos. Esta reserva es adicional a la RRR y es calculada por el AMM de acuerdo con criterios técnicos y económicos.

Los participantes productores que estén habilitados para la prestación del servicio pueden presentar ofertas para prestar dicho servicio dentro de los plazos de tiempo establecidos por el AMM, este último asigna según su metodología de despacho económico de carga la prestación del servicio de RRO a las unidades que

presentaron ofertas y posteriormente liquida dicha prestación de servicio por un monto igual al valor del margen asignado multiplicado por el precio ofertado, según lo indicado en la NCC-8 (Administrador del Mercado Mayorista, Resolución 216-04).

El total de la RRR más la RRO se define como Reserva Rodante Total, de estos dos tipos de reserva la prestación de RRR es un requisito para todas las unidades generadoras en el SNI, mientras que la RRO es un servicio adicional cuya prestación es opcional y su remuneración se establece en la normativa vigente.

Para la remuneración de la Reserva Rápida (RRa), según el numeral 8.2.4 de la NCC-8 (Administrador del Mercado Mayorista, Resolución 216-04), el AMM liquidará para cada unidad generadora que forme parte de la lista de mérito de RRa un importe equivalente a valorizar la potencia ofrecida al precio de la oferta, el cual no podrá superar el precio de referencia de la potencia (PREFP, este valor es fijado por la CNEE y actualmente tiene un valor de \$8.9 kw/mes).

En el caso de la demanda interrumpible, según el numeral 8.2.5 de la NCC-8 (Administrador del Mercado Mayorista, Resolución 216-04), para efectos de liquidación, el AMM tomará en cuenta la estimación de energía interrumpida, el precio ofertado por el oferente del servicio y la disponibilidad para ser tomada en cuenta como oferta de inyección al Mercado Eléctrico Regional (MER), para cada bloque de demanda interrumpible, que el gran usuario se comprometa a retirar del SNI según su declaración de prestación del servicio.

Según indica el numeral 8.3.1 de la NCC-8 (Administrador del Mercado Mayorista, Resolución 216-04), toda unidad generadora debe operar obligatoriamente con el margen de reserva para regulación primaria que defina el AMM, asimismo, este servicio no será remunerado debido a que la metodología de cálculo de la remuneración total de la energía a los generadores ya incluye la remuneración adicional debido a la prestación de reserva regulante.

Para la regulación secundaria, en el numeral 8.3.2 de la NCC-8 (Administrador del Mercado Mayorista, Resolución 216-04), se indica que este control se efectuará por medio de AGC en unidades habilitadas y la reserva formará parte de la reserva rodante operativa RRO y será remunerada con ésta.

Es importante observar que la RRR y RRO se utilizan para cubrir dos tipos de servicio complementario según lo indicado en la NCO-3 y NCO-8, los cuales son reserva operativa y regulación de frecuencia, por lo que, para los propósitos de esta investigación, se analizará los métodos de remuneración de la RRO, debido a que como se indicó anteriormente, la RRR no será remunerada según la normativa vigente.

Para el control de potencia reactiva y tensión, según el numeral 8.4 de la NCC-8 (Administrador del Mercado Mayorista, Resolución 216-04) no existe una remuneración para este servicio, sino una obligación hacia los participantes según su tipo, para mantener sus valores de tensión dentro de los niveles aceptables según normativa, por lo tanto, no existe una oportunidad de inversión en la prestación de este servicio.

Finalmente, en el numeral 8.5 de la NCC-8 (Administrador del Mercado Mayorista, Resolución 216-04), se establece que, para el servicio de arranque en negro, el AMM liquidará mensualmente, por cada unidad habilitada para prestar el servicio, la doceava parte de la anualidad correspondiente a la inversión declarada por el generador y que haya sido aceptada por el AMM para los equipos necesarios para este servicio. La anualidad considerará una tasa de actualización del 10% y una vida útil de 30 años para las instalaciones correspondientes.

Los servicios indicados anteriormente serán liquidados en forma mensual por el AMM para los que aplique, según el numeral 8.6, será calculado tanto el cargo a pagar o a cobrar por cada participante en concepto de servicios complementarios.

Lo expuesto anteriormente evidencia que los servicios complementarios están definidos de forma técnica y de forma comercial, el caso más notable para la diferencia de ésta es en la reserva operativa y regulación de frecuencia, como están definidas en la NCO-3, sin embargo, para efectos comerciales, según la NCC-8, estos servicios se cubren a través de la prestación de RRO y RRa, los cuales son asignados y remunerados según la metodología específica establecida en las Normas Técnicas y Operativas del AMM. Estos dos servicios fueron el principal objeto de estudio de esta investigación, debido a que son las dos opciones que existen para los participantes productos que cumplen con los requisitos para participar en la prestación de estos.

Como ya se expuso, la Reserva Rodante Regulante y el control de potencia reactiva y tensión son requeridos obligatoriamente para los participantes, sin tener asociada alguna remuneración adicional, por lo que no están dentro del alcance de esta investigación.

Para el caso del arranque en negro, aunque sí es un servicio remunerado, su rentabilidad está regulada y limitada a un 10%, convirtiéndole en un instrumento de renta fija, el cual no está sujeto a los propósitos de esta investigación. En el caso de la demanda interrumpible, oportunidad de inversión para los grandes usuarios que cumplen los requisitos, según los Informes de Transacciones Económicas del AMM (ITE) actualmente no existe ningún participante habilitado para prestar el servicio, por lo tanto, tampoco ha existido una oferta o mercado para dicho servicio y las razones técnicas o económicas por las cuales esta oportunidad no es atractiva para los participantes del sector está fuera del alcance de esta investigación.

Esto deja dentro del alcance a los servicios complementarios de RRa y RRO como el objeto principal de este estudio.

#### **1.4 Condiciones económicas actuales mercado eléctrico en Guatemala**

Lo expuesto hasta este punto muestra que, para los participantes del subsector eléctrico en Guatemala, se dan tres opciones para participar en el mercado nacional, los cuales son mercado de oportunidad, mercado a término y mercado de desvíos de potencia, en los cuales, los participantes transan su potencia y energía según las reglas establecidas en el marco legal.

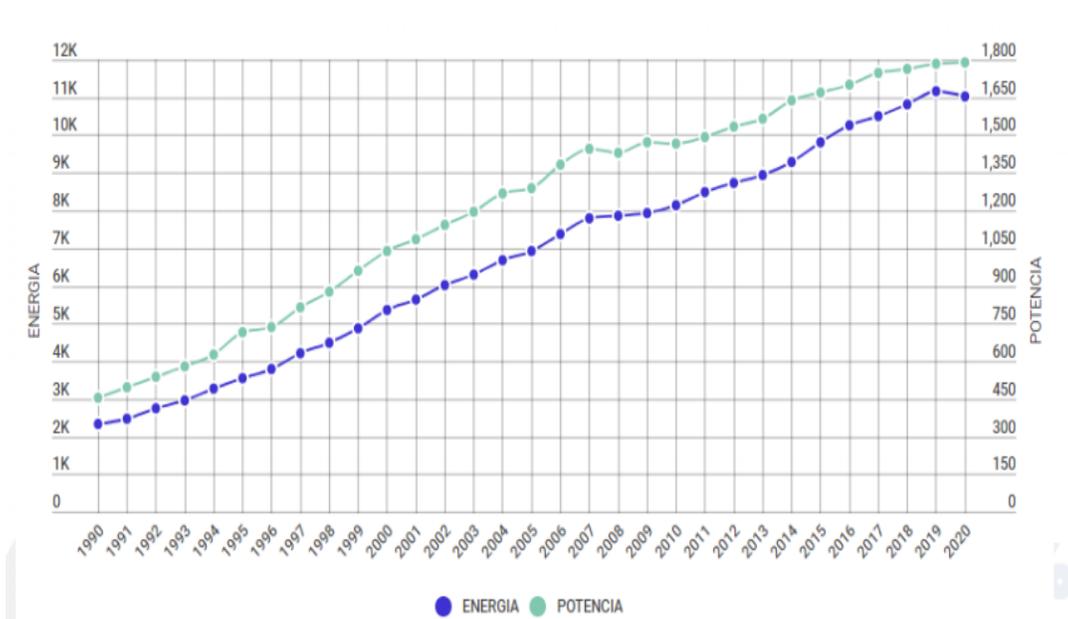
Asimismo, la operación, regulación, vigilancia y planificación que realizan las entidades correspondientes (MEM, CNEE y AMM) en gran medida determinan el rumbo que sigue el mercado nacional, el cual en los últimos años ha sido encaminado hacia la eficiencia energética y el desarrollo sostenible, incentivando la inversión de la iniciativa privada en generación a base de recursos renovables, principalmente, generación hidroeléctrica, así también, se busca expandir la matriz energética e incluir más fuentes de energía no convencionales, es decir, energía eólica y solar.

La optimización de costo operativo del sistema que realiza el AMM, así como la planificación interanual aventaja de cierta forma a las centrales generadoras más eficientes con costos variables menores las cuales tienden a ser fuentes de energía renovables, siendo estas las primeras en ser asignadas con Oferta Firme Eficiente (OFE) para respaldar contratos de venta de potencia y por lo tanto tienen una fuerte participación en el mercado a término o bien, el mercado local. También cabe mencionar la tasa de crecimiento de la demanda, la cual, según el AMM (2021) ha sido en promedio de 3.06% para la demanda de energía eléctrica y 1.78% para la demanda de potencia eléctrica en el periodo de 2010 a 2020.

Según este documento, la demanda ha presentado un estancamiento provocado por la crisis económica mundial de 2008, por lo tanto, si se considera que la reciente crisis económica mundial debido a la pandemia COVID-19 podrá tener un efecto similar en la demanda, se espera que las condiciones de crecimiento no sean

favorables para el equilibrio de oferta y demanda. Este efecto puede verse en el crecimiento más reciente de la demanda, el cual ha sido de 0.10% para la energía y -1.14% para la potencia.

**Figura 3**  
**Comportamiento de la demanda de Energía y Potencia 1990 a 2020**



Fuente: Programación de Largo Plazo año estacional 2021-2022

Existe un impacto de las condiciones del mercado para los agentes productores, los cuales, en el caso de la generación con base en combustibles fósiles, han visto disminuidas sus oportunidades de participación en el mercado nacional, por lo cual se ha buscado nuevas oportunidades en los mercados internacionales. Prueba de ello son los volúmenes de energía exportados hacia el MER y México, los cuales fueron según el AMM (2021), 1650 GWh y 322 GWh respectivamente en el periodo de julio 2019 a junio 2020.

Debido a que la matriz energética de Guatemala ha tenido un crecimiento en la oferta total de energía renovable parecería que el único problema existente es el desplazamiento de la generación con base en combustibles fósiles al final del

despacho por optimización de costos variables, sin embargo, al contrastar los totales de potencia instalada (3.39 GW) y demanda de potencia (1.8 GW) se observa una sobreoferta de 1.6 GW, lo cual por su magnitud concierne no solamente a los generadores con costos variables más elevados, sino también a todos los generadores que participan en el mercado, al no existir la suficiente demanda para que todos puedan colocar su oferta de potencia en contratos del mercado a término.

**Figura 4**  
**Parque generador de Guatemala**

<b>Tecnología</b>	<b>MW Efectivos</b>	<b>Porcentaje</b>
Hidráulica	1419.528	42%
GDR	112.892	3%
Turbinas de Vapor	471.481	14%
Turbinas de Gas	127.77	4%
Motores Reciprocantes	418.861	12%
Ingenios Zafra	628.515	18%
Geotérmica	33.378	1%
Fotovoltaica	80	2%
Eólica	106.5	3%

Fuente: Programación de Largo Plazo año estacional 2021-2022

Las alternativas empleadas son, como se mencionó, los mercados internacionales, sin embargo, estas también están sujetas a las condiciones económicas de oferta y demanda de cada uno de los países, así como las restricciones técnicas como económicas que puedan imponer los entes regionales (CRIE y EOR) por lo cual, diversos participantes generadores han buscado una alternativa en la prestación de servicios complementarios, específicamente RRA y RRO, como método para complementar sus ingresos por participación en el mercado eléctrico y poder recuperar la inversión realizada.

## 1.5 Estudios previos

La investigación de Morales (2017), realizada en Guatemala y titulada Administración de costos en plantas hidroeléctricas, mediante el proceso de adquisición de bienes y servicios, aplicando herramientas de planificación de recursos empresariales, en Guatemala busca desarrollar un modelo de control de costos en plantas hidroeléctricas mediante el proceso de adquisición de bienes y servicios, aplicando herramientas de planificación de recursos empresariales, el cual permita analizar la administración de costos.

El autor determinó que la adecuada implementación del proceso de evaluación y selección de proveedores contribuye a reducir los impactos financieros y riesgos de reputación de la empresa y que la determinación e implementación de un mecanismo para planificar adecuadamente la adquisición de bienes y servicios, contribuye en minimizar la probabilidad de casos de desabastecimiento de repuestos que afectan la operatividad de la planta hidroeléctrica.

La recomendación final fue que las hidroeléctricas, apoyadas en sus áreas estratégicas de finanzas y compras, mantengan constante análisis sobre la operatividad del proceso de adquisición de bienes y servicios, considerando el impacto directo que tiene sobre los resultados.

El estudio realizado en Guatemala por Rojas (2016) titulado Evaluación de las implicaciones del nuevo marco regulatorio del mercado eléctrico en la región centroamericana, en el caso del mercado eléctrico de Guatemala, para las transacciones de electricidad hacia la región centroamericana; Utilizó la información de las publicaciones del AMM para evaluar los resultados de operación MER con métodos de estadística descriptiva.

Se obtuvo como resultado un análisis económico integración del mercado eléctrico nacional con el mercado eléctrico regional y los impactos del comportamiento de las exportaciones al MER, de dichos resultados se resaltó la conclusión que las

exportaciones de energía eléctrica a la región centroamericana atraen divisas teniendo un crecimiento del 2013 al 2014 del 64.70% en Guatemala aportando en gran manera a la economía del país y la recomendación del autor fue reforzar los marcos regulatorios nacionales, para la identificación de oportunidades y de decisiones y así poder crear nuevos planes de generación y transmisión a corto, mediano y largo plazo.

El estudio de Cano (2016) realizado en Guatemala, con el título análisis de desempeño y propuesta de dimensionamiento de la reserva rodante operativa de un sistema nacional interconectado, establece una propuesta de dimensionamiento del sistema de reserva rodante del SNI de Guatemala, con base en la información contenida en las publicaciones del AMM, realizó un estudio cuantitativo con diseño no experimental longitudinal y alcance descriptivo y evaluó las condiciones del Sistema Nacional Interconectado de Guatemala y cuál sería una propuesta técnica económica óptima de cantidad de reserva regulante para este sistema.

Tras el análisis respectivo, el autor encontró los valores de Área Control Error (ACE) a corregir por hora con probabilidad de ocurrencia en el SNI, así como los valores de RRO incrementar y los sobrecostos mensuales a repartir en los consumidores debido al incremento de la reserva.

Se concluyó que las interconexiones afectan el funcionamiento de la RRO y que, al incrementar la RRO también se incrementa el valor del costo operativo mensual, pero se reduce el número de penalizaciones y por consiguiente el costo total de estas penalizaciones. La recomendación final fue dimensionar la reserva rodante operativa en los valores sugeridos por los resultados para optimizar los costos totales de operación mensual del SNI.

Finalmente, la investigación realizada en Colombia por Santiago, Añó y Reta (2015) sobre despacho regional de energía y reserva considerando el beneficio social de

los sistemas participantes, utilizó un enfoque cuantitativo, con diseño experimental puro y alcance exploratorio.

Esta investigación propone un nuevo modelo de despacho regional multilateral de energía y reserva con la condición de que el beneficio social de los sistemas participantes no disminuya con respecto al beneficio social obtenido en la operación aislada, para esto utilizó como instrumento un optimizador de sistemas de potencia con un modelo híbrido metaheurístico y con programación lineal aplicado a un sistema eléctrico de potencia propuesto por los autores.

Del estudio se obtuvieron los costos de déficit de demanda del sistema, un contraste de despachos con y sin beneficio social y los costos de energía y reserva con beneficios sociales y de estos resultados se concluyó la optimización conjunta de los sistemas participantes altera los precios internos de los mercados y el beneficio social regional es mayor con respecto a una optimización individual o aislada de los sistemas.

A modo de síntesis, Cano (2016) y Rojas (2016) analizaron las condiciones del SNI debidas al intercambio de energía en el MER y coinciden en los beneficios económicos que estos intercambios representan para la economía del país, asimismo, coinciden especialmente en cómo los intercambios de energía programados influyen en los requerimientos de RRO.

Seguidamente, Gutiérrez Alcaraz (2016) y Santiago et al. (2015) realizaron estudios sobre optimización de sistemas eléctricos de potencia, en los que se incluyó la asignación de reserva de potencia, sin embargo, el primero lo realiza desde el punto de vista de una empresa como maximización de utilidades mientras que el segundo lo realiza desde el punto de vista de beneficio social de la minimización de costo operativo.

Los estudios coincidieron en que el beneficio de asignarse la reserva sin que esta se ejerza es para la empresa de generación, debido a que incrementa los costos

operativos del sistema y aumenta los ingresos de la planta de generación sin que ésta incurra en costos adicionales.

Por su parte, el estudio de Morales (2017) muestra que las condiciones administrativas internas también influyen fuertemente sobre los resultados de las empresas hidroeléctricas, prestando especial atención al manejo de costos y el control interno que se debe llevar con el objetivo de disminuir el riesgo de incumplimientos y la reputación de la central generadora en el sistema eléctrico.

Santiago et al. (2015) hizo énfasis en la separación de mercados, aunque desde puntos de vista diferentes, debido a que para el primero, la maximización del beneficio social bajo ciertas condiciones de dos sistemas diferentes se logra cuando se realiza la optimización de forma diferente, mientras que para el segundo trabajo, la propuesta fue hacia la separación del mercado de la reserva del mercado de energía, por lo que cada optimización puede especializarse para incrementar los beneficios, aunque concuerdan en que esto dependerá de las condiciones técnico-económicas de cada sistema.

La integración de estos trabajos muestra que el problema abordado ha sido objeto de investigación a nivel internacional desde el punto de vista técnico, no obstante, el punto de vista administrativo financiero no ha sido ampliamente estudiado y al entrar al mercado de servicios complementarios en Guatemala, cada central ha debido realizar su propio análisis para determinar si es financieramente factible realizar la inversión.

Con base en lo anterior, se procedió a efectuar el análisis de riesgo y rendimiento de las empresas generadoras que desean entrar al mercado de servicios complementarios.



## **2. MARCO TEÓRICO**

Los conocimientos previos, teorías y conceptos aceptados y utilizados como base para realizar el presente trabajo de investigación se detallan en el marco teórico, este incluye definiciones propias de la administración financiera, en conjunto con las de sistemas eléctricos de potencia. A su vez, se enlistan algunos de los aspectos relevantes en el mercado eléctrico nacional de Guatemala y regional de Centroamérica. A fin de plasmar los conceptos relevantes para esta investigación, el marco teórico está dividido en: fundamentos de administración financiera, sistemas eléctricos de potencia y mercado y sistema eléctrico de Guatemala.

### **2.1. Valor del dinero en el tiempo**

Como indican Gitman y Zutter (2009, p.152) “el valor del dinero en el tiempo se refiere al hecho de que es mejor recibir dinero ahora que después”. El dinero se utiliza para generar más dinero y las empresas con frecuencia deben ceder dinero el día de hoy para obtener ingresos en el futuro, sin embargo, este dinero que se recibirá es menos valioso que el dinero que se invierte hoy debido a deterioro, temas de inflación, incertidumbre, entre otros factores, por lo que debe realizarse el análisis necesario para determinar si es prudente o no realizar la inversión.

### **2.2. Valor futuro y valor presente**

“Los administradores necesitan un modo de comparar el efectivo de hoy con el efectivo del futuro” según Gitman y Zutter, (2009, p.152) y se logra al contestar a las preguntas: ¿Qué cantidad del futuro equivale a la cantidad de dinero que se invertirá el día de hoy? y ¿Qué cantidad actual equivale a la cantidad que se recibirá en el futuro? La primera respuesta se consigue al obtener el valor futuro de una cantidad de dinero que se tiene actualmente y la segunda al obtener el valor presente de una cantidad futura.

El cálculo del valor futuro requiere del monto a calcular, el número de períodos en el futuro que se requiere calcular y una tasa de interés que valoriza el rendimiento esperado sobre ese monto y se calcula con la fórmula del interés compuesto:

$$V_f = V_p \cdot (1+r)^n \quad (1) \text{ Fórmula del valor futuro}$$

Donde:

$V_f$  = Valor futuro

$V_p$  = Valor presente

$r$  = Tasa de interés

$n$  = Número de períodos

Asimismo, de la fórmula 1 se puede deducir la expresión para calcular el valor presente de un valor futuro:

$$V_p = V_f / ((1+r)^n) \quad (2) \text{ Fórmula del valor presente}$$

Puede observarse que, siempre que la tasa de rendimiento sea positiva, se tiende a aumentar el dinero a trasladarse al futuro y a disminuirse al trasladarse al presente, lo cual indica que el dinero del presente vale más que en el futuro, por lo que las decisiones de inversión requieren retornos lo suficientemente atractivos como para asumir el riesgo y rendimientos esperados. Con el uso de las fórmulas 1 y 2, es posible trasladar cualquier flujo de efectivo en un momento determinado del tiempo hacia otro momento, siempre que se cuente con la tasa de rendimiento.

### **2.3. Valor presente neto VPN**

Besley y Brigham (2009, p.342), exponen el valor presente neto como “una técnica de valuación de activos con el fin de realizar un presupuesto de capital y tomar

decisiones de inversión". Dado que se ha definido la forma de evaluar el valor del dinero en el tiempo, se define el valor presente neto como el valor presente de los flujos de efectivo que un proyecto generará durante su vida útil disminuido en el desembolso inicial de dicho proyecto, el cuál es un valor presente como tal debido a que su período de ocurrencia es el presente.

La regla de decisión para el VPN es, si dicho valor es mayor a cero, se debe tomar este proyecto, si este valor es menor a cero, se debe rechazar esta opción de inversión.

Cabe mencionar que el valor del VPN para un proyecto puede ser positivo o negativo según la tasa de rendimiento requerida  $r$ , por lo que el mismo proyecto puede ser aceptable o no para diversas firmas, incluyendo el valor cero, en el cual el VPN indica que el proyecto de inversión es indiferente para ser aceptado o no. La regla de decisión cuando se tienen varios proyectos es aceptar el proyecto con el VPN más alto.

#### **2.4. Tasa interna de retorno TIR**

Besley y Brigham (2009, p.343), definen este método como:

- La tasa que una empresa espera obtener si se acepta un proyecto y se mantiene durante su vida económica, esta tasa hace que el VPN de una inversión sea igual a cero o bien, significa que el VPN de todos los flujos de efectivo de una inversión igualan el precio o desembolso inicial de dicha inversión

La regla de decisión para la TIR es que, siempre que la TIR de un proyecto de inversión sea mayor a la tasa de retorno requerida, debe aceptarse dicho proyecto. La TIR de un proyecto depende únicamente de sus flujos de efectivo y su determinación no está sujeta al conocimiento de una tasa de retorno requerida, sin embargo, para realizar una decisión de inversión es necesario conocer la tasa requerida de la empresa de interés.

Según Besley y Brigham (2009, p.349), cuando se comparan ambos métodos de decisión, “es preferible el método del VPN, debido a que este permite maximizar la riqueza de la empresa según su tasa de rendimiento requerida, mientras que la TIR no posee esta característica”.

## **2.5. Periodo de recuperación tradicional**

Es importante para los administradores conocer cuándo será recuperada la inversión inicial de un proyecto, esto puede determinarse a través del período de recuperación, el cual se define como el número de años que se requiere para recuperar el monto de la inversión inicial.

Se calcula sumando los ingresos y egresos del proyecto hasta que la suma iguale a la inversión, en la mayor parte de los casos, la suma hasta cierto año será superior al monto de la inversión, por lo tanto, se debe sumar al periodo de recuperación solo la fracción del año que corresponde al monto faltante para recuperar la inversión.

Besley y Brigham (2009, p.354) dan la siguiente regla de decisión: “un proyecto es aceptable si su periodo de recuperación es menor que el tiempo de recuperación del costo máximo que la empresa establece”. Sin embargo, también advierten que este método tiene la deficiencia de ignorar el valor del dinero en el tiempo, por lo tanto, se ofrece la siguiente alternativa como criterio de decisión.

## **2.6. Periodo de recuperación descontado**

Este criterio determina el tiempo que tomará al flujo de efectivo descontado del proyecto para recuperar la inversión inicial como un valor presente. Para su cálculo, cada ingreso y egreso debe ser trasladado al presente según el número de años y la tasa de rendimiento, esto hará que cada ingreso y egreso sea menor a su valor nominal (si la tasa de rendimiento es mayor a cero) y por lo general incrementando el periodo de recuperación descontado con respecto al tradicional.

Según Besley y Brigham (2009, p.354) “un proyecto se debe aceptar cuando su periodo descontado es menor que su vida esperada” y la ventaja en esta regla es que cuando se cumple, está implícito que los flujos de efectivo que se espera que el proyecto genere excederán el costo inicial del activo, puesto que esto también implica que su valor presente neto será mayor a cero.

## 2.7. Riesgo en proyectos de inversión

Al evaluar los flujos de efectivo de los proyectos de inversión, es importante que el inversor conozca el riesgo asociado a dicha inversión y esté dispuesto a correr dicho riesgo. El riesgo de un proyecto es la probabilidad de que su rendimiento real difiera del rendimiento esperado, el riesgo tiende a incrementar conforme se expande el horizonte del proyecto. Para el análisis de riesgo, se cuenta, entre otras herramientas estadísticas, con la distribución de probabilidad, la cual indica la probabilidad de ocurrencia de cada una de las posibles salidas. Para la distribución de probabilidad se tiene:

**Valor esperado:** Es la media o valor esperado de todos los resultados, de los cuales cada uno tiene asociado un valor de probabilidad de ocurrencia.

**Desviación estándar:** Es una medida del riesgo total o variabilidad de las posibles salidas, es decir, qué tan diversas están las probabilidades de dichas salidas y su desviación hacia el valor esperado. Este valor es de importancia para el análisis de riesgo.

**Coefficiente de variación:** Es una medida del riesgo total que es de utilidad cuando se comparan dos inversiones con diferentes tasas de retorno esperadas.

La evaluación del riesgo a través de esta herramienta estadística implica el uso de una tasa de rendimiento requerida del proyecto, la cual se define como una tasa libre de riesgo más una prima de riesgo. La tasa libre de riesgo es el retorno que se esperaría con una inversión que no tuviera ningún riesgo asociado, generalmente

se define la tasa libre de riesgo como la tasa de los bonos del tesoro de Estados Unidos o bien como la tasa de los instrumentos de deuda pública en el país donde se realiza la inversión.

## **2.8. Riesgo de negocio, riesgo financiero y riesgo de fracaso**

Es importante definir la diferencia entre riesgo de negocio y riesgo financiero. El riesgo de negocio corresponde a los riesgos asociados a la operación propia de un negocio, como la variabilidad en ventas, costos, efectividad de estrategias de mercadeo, eficiencia de la administración, posición de mercado, tendencias del mercado, entre otros.

En el caso de empresas cuyos ingresos anuales sean más constantes y predecibles, su riesgo es considerado menor y por ende los retornos requeridos para esta empresa serán menores que los requeridos para una empresa con mayor variabilidad en sus ingresos esperados.

El riesgo financiero corresponde al riesgo asociado a las fuentes de financiamiento de la empresa de costo fijo, como los intereses sobre deuda y acciones preferentes. Si una empresa posee una estructura de financiamiento con elevado porcentaje de deuda, el riesgo de incurrir en bancarrota es mayor para la empresa. La combinación de estos dos riesgos influye en el riesgo de incumplimiento que los inversores aplican en el análisis para una empresa en específico.

Adicionalmente, también se debe tener en cuenta otros tipos de riesgo, como el riesgo de fracaso de un negocio, el cual implica una pérdida total de la inversión cuando la empresa entra en bancarrota. Existen empresas e instrumentos que ofrecen retornos elevados al tener asociado un alto riesgo de fracaso, el invertir en estos dependerá de las preferencias del inversor y su aversión al riesgo. Algunos inversores buscan reducir el riesgo de fracaso a través de la diversificación, este es un factor para tener en consideración.

De lo definido anteriormente, puede inferirse que, a mayor riesgo, mayor será el rendimiento requerido del proyecto, la correcta administración de riesgo y rendimiento es un concepto clave en la administración financiera, tanto para individuos que buscan colocar sus ahorros, como para empresas que desean invertir en nuevos activos.

La combinación de dos o más activos constituye un portafolio de inversión, cuyo riesgo depende del riesgo individual de cada uno de los activos y la correlación entre los retornos de los activos ante determinada circunstancia. Con el fin de reducir el riesgo de un portafolio, al combinar activos con poca correlación, se puede reducir su riesgo total, a esto se le conoce como diversificación.

## **2.9. Riesgo al vencimiento, incumplimiento, prioridad y comerciabilidad**

La prima de riesgo depende de factores como riesgo al vencimiento, riesgo de incumplimiento, riesgo de prioridad y riesgo de comerciabilidad (Moyer, McGuigan y Kretlow 2006).

**Riesgo al vencimiento:** Indica que el rendimiento requerido para un activo se ve influido por la duración de este. Para bonos del tesoro, o deuda pública, por ejemplo, el rendimiento de un bono de 1 año de vencimiento es diferente al de un bono de 10 años, y generalmente el mayor es este último, sin embargo, este hecho depende de diversos factores macroeconómicos, y existen diversas teorías para explicar la variación.

**Riesgo de incumplimiento:** Es el riesgo asociado a que la entidad emisora del activo no cumplirá con los pagos acordados en las condiciones de un bono o acción.

**Riesgo de prioridad:** Se refiere al riesgo asociado con la seguridad que tienen los activos para recibir ingresos. En el caso de bonos y deuda pública, se espera que estos reciban un pago en concepto de intereses ya que es una obligación para la

entidad emisora, sin embargo, para acciones comunes, no es una obligación explícita el pago de dividendos.

**Riesgo de comerciabilidad:** Es el riesgo de que un valor pueda ser transado en el mercado de valores. Para el caso de una acción transado en la bolsa de valores de Nueva York, esta puede ser vendida o comprada a costos muy bajos y a precios de mercado, sin embargo, una acción común de una empresa local que no transa en bolsa puede ser difícil de vender al precio requerido ya que no existen compradores inmediatos.

Si bien, es un concepto aplicado al mercado de valores, su influencia en los rendimientos requeridos del mercado es un factor para considerar en el análisis de riesgo de un activo físico.

## **2.10. Riesgo de mercado: Modelo de Valuación de Activos de Capital**

Según Traders.Studio (2021), el Modelo de Valuación de Activos de Capital (CAPM por sus siglas en inglés) provee una base analítica para la evaluación de relaciones riesgo – capital tanto para administración financiera como para inversión en instrumentos financieros. El uso de este método requiere la definición de riesgo sistemático y riesgo no sistemático.

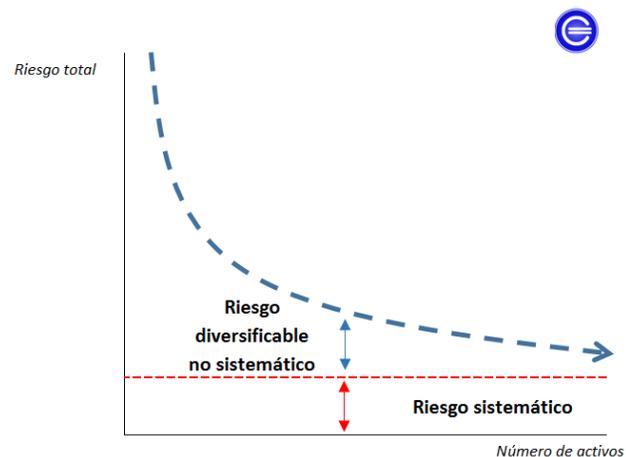
De acuerdo con Economipedia (2021), el riesgo sistemático o riesgo no diversificable se refiere al riesgo al cual están sujetas todas las inversiones por las condiciones del mercado y que no puede ser eliminado a través de la diversificación, como ejemplo, si el panorama económico de un país va particularmente bien, el retorno de las inversiones tenderá a seguir el mismo rumbo, por el contrario, si se desacelera la economía o incluso se entra en recesión, el rendimiento de las inversiones tenderá a la baja, sin importar su giro específico.

El riesgo no sistemático o diversificable se refiere al riesgo asociado a condiciones específicas únicas a las que está sujeta el desempeño de cada inversión, este

riesgo puede ser reducido a través de la diversificación en inversiones cuyo rendimiento está poco correlacionado.

La suma de estos dos tipos de riesgo da como resultado el riesgo total. Ejemplos de riesgo no sistemático son la administración de cada empresa, regulación del gobierno sobre mercados específicos, ventajas y desventajas competitivas. Un portafolio diversificado apropiadamente puede eliminar la mayor parte del riesgo no sistemático asociado a cada inversión individual.

**Figura 5**  
**Riesgo no sistemático diversificable y riesgo sistemático**



Fuente: <https://economipedia.com/definiciones/riesgo-sistemico.html>

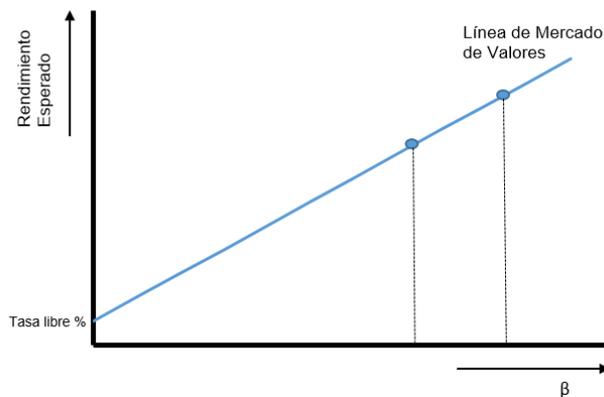
Como ya se mencionó, el riesgo sistemático no puede ser eliminado a través de la diversificación y generalmente se le considera como el riesgo asociado al mercado, por lo que puede concluirse que el rendimiento asociado a este riesgo es el rendimiento del mercado.

Los inversionistas requieren rendimientos que compensen el nivel de riesgo asociado a sus inversiones. Este rendimiento, como se expuso anteriormente, consiste en la suma de la tasa libre de riesgo más la prima de riesgo:

$$K_j = r_f + \theta_j \quad (\text{fórmula 3})$$

En donde  $k_j$  es la tasa requerida para el activo,  $r_f$  es la tasa libre de riesgo y  $\theta_j$  es la tasa de riesgo requerida por los inversores para compensar el riesgo sistemático. Se puede visualizar gráficamente la curva del rendimiento requerido y a esta curva se le conoce como línea de mercado de valores (SML por sus siglas en inglés). Para un activo cuyo riesgo sistemático es cero, la tasa requerida es igual a la tasa libre de riesgo, conforme el riesgo sistemático aumenta, también aumenta la tasa requerida.

**Figura 6**  
**Línea de mercado de valores**



Fuente: Elaboración propia en programa Microsoft Excel.

La línea de mercado de valores indica la tasa de rendimiento requerida para una cierta cantidad de riesgo sistemático que el inversor está dispuesto a asumir. En el caso del intercepto con el eje y, la tasa de rendimiento requerida es igual a la tasa libre de riesgo, es decir, este es el rendimiento mínimo esperado cuando no se está dispuesto a asumir ningún riesgo.

Para medir el riesgo sistemático se utiliza un valor llamado beta. Moyer et al. (2006, p.207), definen beta como “la razón de la covarianza de los rendimientos de un activo y portafolio de mercado y la varianza de los rendimientos en el portafolio de

mercado”. Besley y Brigham (2009, p.308) definen beta como “la medición de la sensibilidad ante las fluctuaciones de mercado”. El cálculo de beta se puede realizar como la pendiente de regresión entre las tasas de rendimiento del mercado y las tasas de rendimiento de un activo. Las tasas de rendimiento del mercado se miden a través de un índice que ilustre el desempeño de este, como el Standard & Poor’s 500 o el índice Dow Jones. En forma algebraica se utiliza el valor beta como:

$$K=a+\beta*r+e \quad (\text{fórmula 4})$$

En donde k es la tasa de rendimiento requerida para el periodo de análisis, a es un término constante determinado por la evaluación de regresión,  $\beta$  es el valor beta histórico, r es el rendimiento del mercado para un periodo determinado y e es un término de error aleatorio. Si se grafica la fórmula 3 se tiene la curva característica del activo.

El valor de beta en la fórmula 3 indica cómo varía el rendimiento del activo en función del rendimiento del mercado, si beta es igual a uno, se espera que el rendimiento del activo sea igual al rendimiento del mercado, si es mayor que 1 se espera que los rendimientos se incrementen o reduzcan en mayor medida que el rendimiento del mercado y si es menor a 1, los retornos del activo varían en la misma dirección, pero en menor medida que los del mercado. Asimismo, si se tiene beta igual a cero, los rendimientos del activo no se correlacionan con los del mercado y si se tienen valores negativos, al incrementarse los rendimientos de mercado se reducirán los del activo y viceversa, es decir, el rendimiento varía de forma contraria al del mercado.

Es posible combinar las fórmulas 3 y 4 para definir la línea de mercado de valores en términos de beta, al despejar la prima de riesgo requerida por los inversionistas  $\theta_j$  de la ecuación 4 se tiene:

$$\theta_j = k_j - r_l$$

Si se denomina a  $k_j$  como  $r_m$ , siendo este el rendimiento total histórico del mercado y se cambia el subíndice de  $\theta_j$  por  $m$ , para referirse a la prima de riesgo histórica requerida para compensar el riesgo sistemático en el mercado se tiene:

$$\theta_m = r_m - r_l \quad (\text{fórmula 5})$$

Sustituyendo en la fórmula 4 a por la tasa libre de riesgo,  $r_l$ ,  $r$  por el valor  $\theta_m$  y despreciando el error aleatorio se tiene:

$$k_j = r_l + \beta^*(r_m - r_l) \quad (\text{fórmula 6})$$

La fórmula 6 define el rendimiento requerido de un activo en función de la tasa libre de riesgo, el rendimiento del mercado y el valor beta, lo cual permite evaluar el rendimiento requerido para un activo según las condiciones de mercado y el cómo ha fluctuado históricamente el rendimiento propio del activo respecto al rendimiento de mercado. Activos con valores de beta elevado requerirán rendimientos mayores, mientras que activos con valores bajos de beta requerirán menores rendimientos, según como se ilustra en la figura 6, llegando ser la tasa libre de riesgo para activos con valores de beta igual a cero, indicando que su rendimiento no está correlacionado al rendimiento del mercado.

## 2.11. Análisis de riesgo de proyectos

Al evaluar la decisión de invertir o no en un proyecto se debe evaluar si los flujos de efectivo cumplirán con los rendimientos requeridos, sin embargo, también se debe evaluar si el riesgo de un proyecto está dentro del nivel de riesgo requerido.

Moyer et al. (2006, p.377), proponen los siguientes métodos de análisis de riesgo: “Valor presente neto/Periodo de recuperación, Análisis de simulación, análisis de sensibilidad, análisis de escenarios, enfoque de tasa de descuento ajustado al riesgo y enfoque equivalente de certeza”. Adicionalmente, el riesgo puede ser evaluado calculando la desviación estándar y el coeficiente de variación.

La razón de valor presente neto/periodo de recuperación es útil para evaluar el tiempo de recuperación del efectivo invertido en un proyecto, esta razón es útil para proyectos que esperan flujos de efectivo

### **2.12. Análisis de simulación**

Este método ha tomado fuerza debido a la capacidad de las computadoras y su facilidad de acceso, es mayormente utilizado en proyectos grandes y complejos. El método consiste en estimar la distribución de probabilidad de cada una de las variables que intervienen en los flujos de efectivos de un proyecto, por ejemplo, número de unidades vendidas, precio, costos, impuestos. Posteriormente, se realizan simulaciones de los resultados obtenidos al ingresar al modelo de los ingresos esperados valores aleatorios de las variables según su distribución de probabilidad.

El resultado de la simulación es conocido como iteración, este valor se almacena y se procede con la siguiente iteración (generalmente, se requieren por lo menos 100 iteraciones). Con todos los resultados obtenidos, se determina la distribución de probabilidad, la media y la desviación estándar de los resultados esperados del proyecto, por lo que puede determinarse la probabilidad de que el rendimiento del proyecto cumpla con los valores requeridos.

### **2.13. Análisis de sensibilidad**

Este método busca determinar la sensibilidad de los resultados de un proyecto ante cambios en una variable determinada. Guarda similitud con el análisis de simulación debido a que el modelo de los resultados del proyecto debe ser formulado apropiadamente, sin embargo, no es necesario conocer la distribución de probabilidad de cada variable, puesto que se analiza los cambios de una variable a la vez y los valores de entrada son definidos por el analista.

El análisis de sensibilidad permite evaluar posibles resultados ante condiciones específicas de la variable analizada, por ejemplo, si el precio de venta de un nuevo producto es reducido a la mitad o si los costos variables son incrementados en un 10%. Cuando se contrasta el resultado evaluado (valor presente neto, tasa interna de retorno, entre otros) con la variable independiente, se puede trazar la curva que relaciona ambos valores y observar gráficamente la sensibilidad. Si los valores del resultado varían ampliamente con cambios en la variable analizada, se dice que el resultado es muy sensible a dicha variable, por el contrario, si los resultados varían levemente o no varían con los cambios en la variable, se dice no se es sensible a dicha variable.

#### **2.14. Estadística descriptiva**

Se muestran conceptos de estadística descriptiva utilizados durante el proceso de investigación:

**Histograma de frecuencia:** En línea con s la representación gráfica de una distribución de frecuencias, la cual es una lista del número de observaciones de un fenómeno que se encuentran en un intervalo específico.

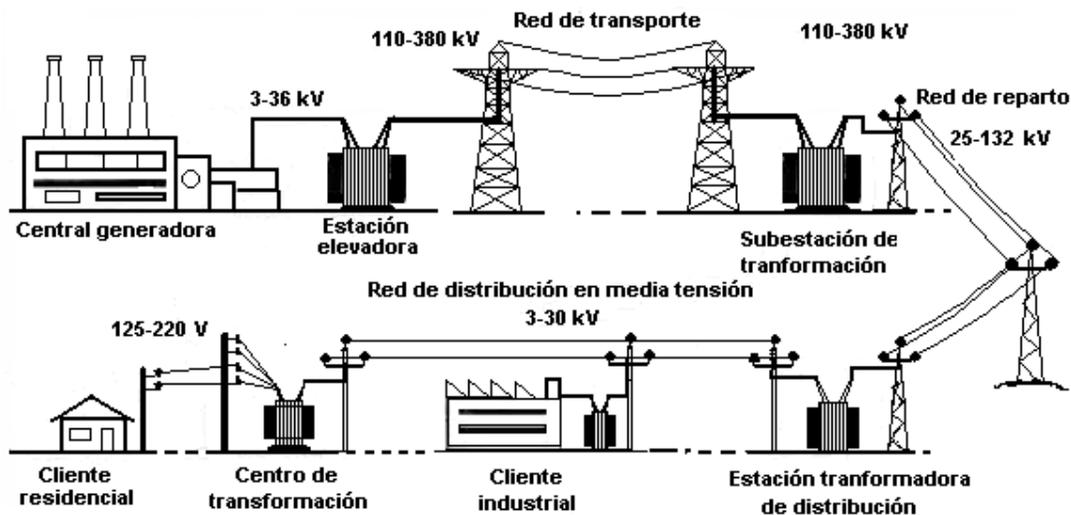
**Distribución normal:** Es una distribución de probabilidad continua de gran importancia en estadística, esta describe de forma aproximada diversos fenómenos que ocurren en la naturaleza y la investigación. Su gráfica tiene la forma de una campana. Es descrita completamente a través de su valor medio esperado y su desviación estándar.

**Distribución gamma:** Es otra distribución de probabilidad continua de gran importancia en estadística, desempeña un papel importante en la teoría de colas y en sistemas eléctricos. Según Walpole (2012, p.194), su nombre se deriva de la función gamma, la cual es estudiada ampliamente en matemáticas. Es descrita completamente a través de dos parámetros: alpha y beta.

## 2.15. Sistemas eléctricos de potencia

Stevenson (1975, p.1), define una red eléctrica como “un elemento para convertir y transportar energía, el cual cuenta con tres elementos principales: centrales generadoras, líneas de transmisión y redes de distribución”. Las centrales generadoras son los elementos que transforman la energía de alguna fuente en energía eléctrica, pueden ser de diversos tipos, las más convencionales son las térmicas e hidroeléctricas, aunque actualmente nuevos tipos de tecnología y aprovechamiento de recursos renovables están tomando fuerza con centrales de tipo solar y eólica. Las centrales de energía eléctrica constituyen proyectos de inversión millonarios que requieren de un cuidadoso análisis y diversos estudios. Miden su potencia en megavatios (MW) y la energía que producen en megavatios hora (MWh).

**Figura 7**  
**Elementos de un sistema eléctrico de potencia**



Fuente: [https://es.wikipedia.org/wiki/Sistema\\_de\\_suministro\\_eléctrico](https://es.wikipedia.org/wiki/Sistema_de_suministro_eléctrico)

La operación de todo el conjunto de elementos o el sistema interconectado se puede delegar a una organización, la cual se encargará de la operación y planificación de

los elementos del sistema como un conjunto, a esta organización se le conoce como operador del sistema. En el caso de Guatemala, el operador del sistema es el AMM.

Las fuentes de energía de todas las centrales que conforman un sistema eléctrico representan un aspecto importante, tanto en aspectos técnicos como económicos. Las centrales térmicas basadas en combustibles fósiles poseen la desventaja que su fuente de energía necesaria para operar es costosa, sin embargo, son fuentes de energía confiables debido a que puede disponerse de su energía, siempre que se cuente con un suministro adecuado de combustible, adicionalmente, debido a que la fuente de energía no está concentrada en una zona específica, puede instalarse una central térmica más cerca de los puntos de consumo, reduciendo las pérdidas en el transporte.

Por otro lado, las centrales hidroeléctricas que aprovechan la caída de agua en los ríos tienen costo cero asociado a su fuente de energía y sus únicos costos son los de operación y mantenimiento, haciéndolas competitivas en cuanto a costo operativo total frente a las centrales térmicas. Sin embargo, su confiabilidad es menor, debido a que su operación depende de la disponibilidad de recurso hídrico, la cual es estacional y varía año con año, por lo que una planificación apropiada es necesaria para operar estas centrales en conjunto de la mejor manera posible.

## **2.16. Despacho económico de carga**

Los sistemas eléctricos han evolucionado durante el siglo pasado y el presente llegando a ser de los sistemas más complejos de la civilización moderna y operarlos y planificarlos eficientemente constituye un reto igualmente complejo. Parte importante de la operación es el despacho económico, Zhu (2009, p.85), define el objetivo del despacho económico como el “optimizar el consumo de combustible de un parque generador o el costo mínimo operativo del sistema eléctrico al determinar el flujo de potencia horario que cada unidad debe entregar durante los períodos de tiempo de la optimización”.

La prioridad del despacho económico es el abastecimiento de la demanda al mínimo costo operativo, sin embargo, debe también tenerse en consideración el impacto ambiental de la operación, la continuidad y confiabilidad del servicio.

Para realizar un despacho económico óptimo se debe tomar en consideración los recursos hidráulicos, térmicos y renovables disponibles, los costos operativos, las pérdidas de transmisión y las restricciones propias de cada sistema. La solución óptima para el despacho de un sistema hidro-térmico involucra la correcta asignación del limitado recurso del agua en las centrales hidroeléctricas, de tal forma que el costo mínimo es alcanzado cumpliendo con todas las limitaciones de disponibilidad y propias del sistema despachado.

El marco legal del subsector eléctrico en Guatemala establece la metodología que emplea el AMM para la elaboración del despacho, el cual recibe de cada uno de los participantes del sector eléctrico la información necesaria para la elaboración respectiva. El despacho se realiza en periodos de tiempo determinados, actualmente se elabora en etapas anuales, mensuales, semanales y diarias.

La etapa anual se conoce como Planificación de Largo Plazo (PLP), abarca el periodo del 01 de mayo al 30 de abril del siguiente año, al cual se le conoce como año estacional. En esta se determinan lineamientos a seguir en los despachos mensuales, semanales y diarios durante el año estacional, como metodologías de costos variables de centrales térmicas, requerimiento de servicios complementarios, programa de mantenimiento mayor de unidades generadoras y restricciones del sistema de transporte.

Para la elaboración del despacho semanal, cada generador hidroeléctrico informa su potencia disponible tomando en consideración la realización de mantenimientos y condiciones especiales, así como los aportes de agua previstos. Así mismo, los generadores térmicos declaran su potencia disponible, existencia de combustible y valores utilizados en su metodología anual de costos variables. Se toman también

en consideración la proyección de demanda nacional y demanda de exportación, así como oferta de importación, las cuales provienen del MER y México, restricciones del sistema de transporte, restricciones operativas propias de las unidades generadoras y requerimientos de servicios complementarios.

Un punto importante es lo establecido en el artículo 36 del RAMM, donde se indica que la energía producida por las centrales generadoras es producto del despacho económico y no de la actividad comercial del mercado a término. De forma similar, el artículo 38 establece que las condiciones de los contratos no tienen influencia en el despacho y son consideradas solamente en la liquidación de las transacciones. Esto indica que un generador puede vender su potencia en el mercado a término sin estar despacho físicamente durante la operación y el caso contrario también es verdadero. Esto tiene la ventaja de que toda la población (consumidores) se beneficia de la operación al mínimo costo del parque generador, permitiendo mantener estables las tarifas de energía eléctrica.

### **2.17. Metodología de asignación de servicios complementarios**

Como ya se mencionó, los servicios complementarios remunerados en el Sistema Nacional Interconectado son Reserva Rodante Operativa, Reserva Rápida, Arranque en Negro y Demanda Interrumpible. En esta sección se muestra la metodología de asignación de los primeros dos, debido a que el arranque en negro tiene una rentabilidad regulada y hasta el momento de la elaboración de esta investigación, no existen participantes habilitados ni ofertas para prestar el servicio de Demanda Interrumpible.

La energía eléctrica no puede ser almacenada a gran escala, por lo tanto, durante la operación toda la energía producida debe consumirse, es decir, la demanda debe ser igual a la generación. La operación de un sistema eléctrico de potencia está sujeta a diversas condiciones; las cuales son variables y causan desequilibrio en el balance de carga generación.

Según lo establecido en la Norma de Coordinación Comercial 8, la Reserva Rodante Operativa es la fracción de la capacidad de una unidad generadora sincronizada con el sistema que no está asignada a la producción de energía y tiene como finalidad la participación en la regulación secundaria y otros requerimientos operativos, es asignada y remunerada según lo establecido en el anexo 8.1 de la NCC-8 (NCC-8, Administrador del Mercado Mayorista, Resolución 216-04). Para la asignación, los participantes productores del SNI que estén habilitados para prestar el servicio realizan ofertas de cantidad de reserva y precio semanalmente.

Para las ofertas de prestación del servicio, se establece un precio máximo igual a dos veces el promedio histórico de los últimos seis meses del Precio de Oportunidad de la Energía calculado por el AMM en los ITE.

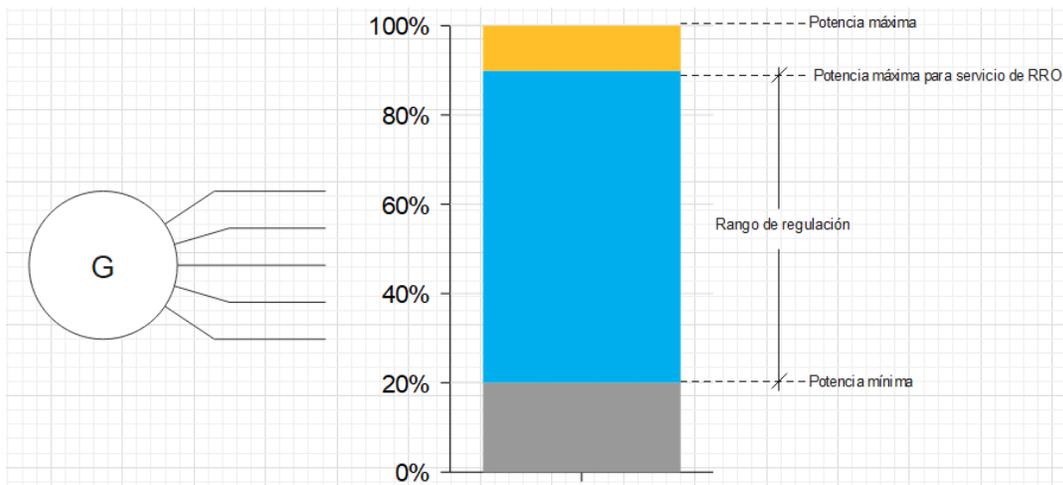
La asignación de la RRO se realiza mediante el despacho económico de carga realizado por el AMM, tomando en consideración las demás variables declaradas del SNI y teniendo como objetivo el mínimo costo operativo, por lo que se toma en consideración los costos variables de la central generadora, el margen habilitado y el precio ofertado semanalmente. Adicionalmente, si la instalación del Automatic Generation Control (AGC) es necesaria para la prestación del servicio, se reconocerá la recuperación de la inversión requerida al participante generador.

Según lo establecido en el Anexo 8.1 de la NCC-8 (NCC-8, Administrador del Mercado Mayorista, Resolución 216-04), para la habilitación de un generador para prestar el servicio de RRO se requiere realizar pruebas de sintonización mediante las cuales se evalúa y calibra la respuesta del generador o generadores a las señales de control emitidas por el AGC.

Asimismo, se establece el rango de regulación y margen de regulación de un generador o conjunto de generadores. El rango es la banda de potencia donde el generador puede prestar el servicio de RRO y se calcula como la diferencia entre la potencia máxima para el servicio de RRO (esta es la potencia máxima disminuida

en el margen de Reserva Rodante Regulante y las limitaciones propias del generador para prestar el servicio) y la potencia mínima del generador. El margen de regulación es el rango de regulación es el margen de regulación dividido entre dos. Se ilustra en la figura 8:

**Figura 8**  
**Rango de regulación para servicio de RRO**



Fuente: Elaboración propia con programa Edraw.

Para la habilitación, es necesario que el participante presente la solicitud al AMM, el cual realizará lo siguiente:

- a) Verificar que el regulador de velocidad del generador se encuentra desbloqueado
- b) Para las unidades hidroeléctricas, se debe incluir los registros de medición de caudales y cotas de embalse, los cuales deberán ser enviados en tiempo real al AMM.
- c) Auditar semanalmente la potencia disponible real para la prestación del servicio para las unidades habilitadas.

d) Verificar planos, diagramas funcionales, memorias descriptivas, de cálculo, protocolos de ensayo documentación técnica para el desempeño de los sistemas de control de velocidad, potencia y frecuencia.

A cada unidad que haya ofertado el servicio podrá ser asignado un margen para subir y un margen para bajar que se encuentren dentro de los límites técnicos habilitados de la unidad para prestar el servicio. La suma de los márgenes no deberá superar el rango habilitado para prestar el servicio, de modo que la unidad pueda operar en la banda mostrada en color azul en la figura 8. El margen mínimo asignado para cada unidad generadora será de 1 MW para subir o bajar generación.

Los participantes deberán declarar ofertas semanalmente, sin embargo, es posible declarar la oferta por días. El precio ofertado no deberá superar el precio máximo establecido mensualmente. El total remunerado en una hora a una unidad que presta el servicio es el precio ofertado multiplicado por el margen total asignado de RRO, el cual es el promedio del margen asignado para subir y el margen asignado para bajar. Los pagos se realizan mensualmente sumando el pago de todas las horas del mes en que la unidad haya prestado el servicio.

Durante la operación, si la unidad presenta inconvenientes para prestar el servicio el AMM realiza un proceso de verificación, de no resolverse, la oferta será declarada indisponible por el resto del día y podrá prestarse nuevamente el servicio al resolver el inconveniente.

En el numeral A8.1.2. de la NCC8 (NCC-8, Administrador del Mercado Mayorista, Resolución 216-04) se establece el procedimiento de habilitación y los requisitos de las unidades para prestar el servicio de RRO. En estos se indica, entre otros requisitos, que la central cuente con un canal de comunicación y un canal de comunicación de redundancia con el centro de control que soporta la aplicación de AGC. También se requiere que el rango mínimo que se puede habilitar es de 5 MW.

Las centrales hidroeléctricas deberán enviar durante la operación sus señales de nivel de embalse y caudal entrante.

El proceso de habilitación requiere realizar pruebas de sintonización, en las que se verifica el cumplimiento de los requisitos técnicos de las unidades. Para cumplir con los criterios de calidad, la normativa establece que para estas pruebas debe asignarse un margen de reserva adicional bajo la misma metodología del despacho diario, cuyo valor sea igual al valor que la unidad desee habilitar y el sobre costo asociado a esta prueba será asignado al participante interesado. En caso de que las pruebas no sean satisfactorias, el participante podrá realizar las adecuaciones de sus instalaciones y solicitar nuevamente las pruebas.

Si existiesen gastos por servicios adicionales no previstos durante las pruebas, estos serán pagados por el participante productor. La liquidación de estos cargos será incluida en el ITE correspondiente.

En el caso de la Reserva Rápida (RRa), según lo establecido en la Norma de Coordinación Operativa 3, tiene por objetivo cubrir desviaciones en la operación en tiempo real respecto a lo programado provocadas por contingencias (fallas en centrales generadoras o líneas de transmisión importantes) u otro tipo de imprevistos importantes.

Debe ser proporcionada con unidades térmicas o hidroeléctricas con tecnología de arranque muy rápido que puedan ingresar a línea y alcanzar su potencia máxima en no más de treinta minutos. Cabe mencionar que las unidades para prestar RRa se encuentran normalmente fuera de línea, por lo tanto, asignar reserva rápida a una central hidroeléctrica implicaría que esta se encuentre constantemente en vertimiento de agua por no estar generando, lo cual va en contra del artículo 76 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

Al igual que para la RRO, para prestar el servicio de RRa, los participantes productores pueden ofertar cantidades de potencia a un precio específico, sin embargo, este precio no debe ser superior al precio de referencia de la potencia determinado por la CNEE, el cual actualmente tiene un valor de 8.9 USD/kWmes.

La normativa vigente indica que la potencia ofertada no debe estar comprometida en el mercado a término, es decir, no puede existir doble remuneración al prestar el servicio. En este apartado, cabe mencionar que, a diferencia de la RRO, la prestación del servicio de RRa requiere renunciar a la oportunidad de vender la potencia en el mercado a término o exportarla hacia mercados internacionales, lo cual es un factor determinante en el análisis de rendimiento.

La asignación del servicio de RRa es independiente del despacho económico y tiene su propia metodología, la cual consiste en cubrir el mínimo de Reserva Rápida requerida determinada en los estudios técnicos y económicos de la PLP del año estacional vigente. Este se cubre a través de una lista de mérito elaborada por el AMM, en función del precio ofertado, ubicación de la unidad en el SNI, velocidad de toma de carga y disponibilidad histórica de la unidad.

Según el estudio técnico realizado en la Programación de Largo Plazo 2021-2022, se toma en consideración la operación normal del SNI interconectado con el Sistema Eléctrico Regional (SER) y el Sistema Eléctrico Mexicano (SEM), dentro del cual existen desbalances de demanda-generación y cómo se corrigen en conjunto con las reservas operativas, sistemas de protección conocidos como Esquemas de Control Suplementario y desconexión manual de carga.

Se recomienda que el margen de Reserva Rápida se encuentre entre 84.63 y 211.59 MW, asimismo, se estima el máximo valor de Reserva Rodante en 91.46 MW en función del máximo valor de demanda proyectado.

El Anexo 8.3 de la NCC-8 (NCC-8, Administrador del Mercado Mayorista, Resolución 216-04) establece la metodología para la prestación y remuneración del servicio de RRa, no obstante, no se indica de manera explícita un proceso de habilitación para prestar el servicio. Se establecen como necesarias para las unidades para prestar el servicio, las siguientes condiciones:

- a) Poder entrar en servicio desde la condición en frío y alcanzar su potencia máxima en menos de treinta minutos y permanecer en operación aportando la potencia máxima durante por lo menos dos horas.
- b) Que su oferta firme no esté comprometida en cubrimiento de demanda o potencia para exportación.
- c) Ofertar un bloque de potencia superior a 10 MW.
- d) Que cada unidad cuente con medición comercial independiente según lo establecido en la normativa vigente, debe notarse que este requisito no es necesario para la prestación de RRO.

Semanalmente el AMM establece una lista de mérito de las unidades para el servicio de RRa con base en el factor de ponderación de cada unidad y ordenará las unidades de manera ascendente conforme a dicho factor hasta cumplir con el margen requerido de RRa. El factor de ponderación se calcula de la siguiente manera:

$$\mathbf{FPON = (P * (IV)^2) / (COEFDISP * FPNE)} \quad \text{(fórmula 6)}$$

Donde:

**FPON**= Factor de ponderación de la unidad

**P**= Precio ofrecido para la prestación del servicio

**FPNE=** Factor de Pérdidas Nodales de Energía para el nodo de conexión de la unidad, calculado para la demanda máxima de la semana según normativa vigente.

**IV=** Índice de velocidad de toma de carga, es la razón entre el tiempo necesario para alcanzar la potencia ofrecida dividido entre 30 minutos.

**COEFDISP=** Coeficiente de disponibilidad vigente en el año estacional calculado según la normativa vigente.

Un menor factor de ponderación aumentará las probabilidades que el servicio sea asignado, es decir, a menor precio ofertado y menor índice de velocidad (una máquina más rápida) y a mayor disponibilidad y mayor factor de pérdidas nodales (el cual indica qué tan necesaria económicamente es la energía de una unidad según su conexión física) será mayormente requerida la unidad para el servicio de RRa, de tal forma que se integra el criterio técnico con el económico.

Luego de ser asignado el servicio a una unidad, para ser remunerado, se debe cumplir con lo siguiente:

- Disponibilidad para la operación en tiempo real durante las 24 horas del día, es decir, no existe limitación propia o de terceros para prestar el servicio.
- No ser convocadas por el despacho económico para la generación del día.

Cabe mencionar que en la norma se indica que si una máquina convocada a la operación por RRa falla durante su proceso de arranque o si transcurrido su tiempo de toma de carga no completara la potencia ofrecida se considera como incumplimiento, por lo cual se le hará un cargo equivalente al mayor precio ofrecido por las demás unidades o el precio de referencia de la potencia, el cual en efectos prácticos, anula su abono por remuneración de ese día, e incluso puede representar un cargo neto para el participante productor.



### **3. METODOLOGÍA**

El capítulo contiene la Metodología de investigación que explica en detalle de qué y cómo se hizo para resolver el problema de la investigación relacionado con el análisis de riesgo y rendimiento de la inversión de empresas generadoras de energía eléctrica para prestar servicios complementarios en el sistema nacional interconectado de Guatemala.

El contenido incluye: La definición del problema; objetivo general y objetivos específicos; hipótesis y especificación de las variables; método científico; y las técnicas de investigación documental y de campo utilizadas. En general, la metodología presenta el resumen del procedimiento usado en el desarrollo de la investigación.

#### **3.1. Definición del problema**

La importancia de la investigación es analizar cuál es el grado de riesgo y el rendimiento esperado de la inversión de una empresa productora del subsector eléctrico para incurrir en la prestación de servicios complementarios requeridos en el SNI como alternativa para complementar sus ingresos ante los constantes cambios legales y económicos que surgen en el subsector, los cuales pueden perjudicar los supuestos con los que se inició la operación de la central eléctrica.

Desde la creación de la Ley General de Electricidad, Decreto No. 93-96 en el año de 1996, se da apertura a la libre competencia para las empresas de generación con el objetivo de incentivar la inversión privada. Con el paso de los años, las condiciones de mercado y economía nacional e internacional junto con la evolución de la regulación eléctrica han conducido a un mercado de electricidad basado en costos altamente competitivo.

Si bien, esto beneficia a la población de Guatemala, puede perjudicar los intereses de las empresas de generación, al verse reducidos sus ingresos y no cumplir con sus rendimientos requeridos, o incluso no compensar sus costos. Entre las alternativas que hay para incrementar sus ingresos se encuentra el mercado de servicios complementarios de Reserva Rodante Operativa y Reserva Rápida.

### **3.1.1. Especificación del problema**

Se realizó un análisis de riesgo incurrido y el rendimiento de la inversión de empresas generadoras para prestar servicios complementarios en el Sistema Nacional Interconectado, específicamente en el servicio de Reserva Rodante Operativa y Reserva Rápida.

### **3.1.2. Delimitación del problema**

La investigación se realizó con una muestra de siete empresas generadoras de energía eléctrica que participaron en la prestación del servicio de RRO y dos empresas que participaron en la prestación del servicio de RRa, con sede en Guatemala, en un período del 01 de enero de 2015 al 31 de diciembre de 2020.

### **3.1.3. Unidad de análisis**

Esta incluye:

- a) Análisis de condiciones actuales y proyectadas del Sistema Nacional Interconectado.
- b) Análisis de riesgo asociado a la inversión para prestar servicios complementarios.
- c) Análisis de rendimiento de la inversión para prestar servicios complementarios.

#### **3.1.4. Periodo para investigar**

La investigación se realizó con datos del período del 01 de enero de 2015 al 31 de diciembre de 2020.

#### **3.1.5. Ámbito geográfico**

Empresas generadoras de energía eléctrica que participan en la prestación de servicios complementarios con sede en el país de Guatemala.

#### **3.1.6. Ámbito institucional**

- a) Empresas de generación de energía eléctrica que participan en la prestación de servicios complementarios con sede administrativa en el país de Guatemala.
- b) Ente regulador del mercado eléctrico nacional, Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
- c) Ente operador del sistema y mercado nacional eléctrico, Administrador del Mercado Mayorista.

### **3.2. Universo y tamaño de muestra**

Durante la realización de esta investigación, existen 10 centrales habilitadas para prestar el servicio de RRO, y 6 unidades habilitadas para prestar el servicio de RRa, de las cuales fueron consideradas para la muestra 7 centrales de RRO y 2 para el servicio de RRa, debido a que prestaron consistentemente el servicio correspondiente durante todo el período de investigación.

### **3.3. Objetivos**

Los objetivos constituyen los propósitos o fines de la presente investigación, en la que se plantean objetivos generales y específicos.

### **3.3.1. Objetivo general**

Determinar el grado de riesgo y el rendimiento esperado por medio del valor presente neto de la inversión en equipo y habilitación para prestar servicios complementarios en el Sistema Nacional Interconectado de Guatemala.

### **3.3.2. Objetivos específicos**

- a) Establecer los costos necesarios para las adecuaciones de las máquinas y los costos de habilitación para prestar servicios complementarios con el fin de establecer la inversión inicial necesaria.
- b) Modelar los flujos de efectivo anuales esperados, derivados de la prestación de servicios complementarios a través del análisis de estados financieros de empresas habilitadas en el sector y publicaciones de resultados del mercado eléctrico para ser utilizados en el análisis financiero.
- c) Evaluar el costo de oportunidad que representa la prestación de servicios complementarios a través del estudio de otras posibilidades de compromisos de oferta de potencia y energía en los mercados de oportunidad y a término.
- d) Efectuar un análisis financiero comparativo entre la opción sin servicios complementarios y con servicios complementarios a través de las herramientas VPN, TIR, análisis de sensibilidad, escenarios y simulación, los cuales servirán de guía para determinar la mejor opción de inversión.

### **3.4. Hipótesis**

Con la finalidad de dar a conocer la afirmación del resultado que el investigador espera obtener luego del análisis de los datos recopilados y del estudio realizado, se presenta la hipótesis nula que guiará la investigación, así como también se definen las variables independientes y dependientes que se analizarán en el desarrollo de la investigación.

Ho: La operación normal junto con la prestación de servicios complementarios en el SNI representa una mejor oportunidad de inversión para las empresas generadoras del subsector eléctrico de Guatemala al tener un VPN más elevado en comparación con la operación normal sin la prestación de servicios complementarios, considerando el costo de oportunidad, las condiciones actuales del mercado eléctrico y la proyección del crecimiento de este, tanto de la oferta como la demanda.

### **3.5. Especificación de variables**

La especificación de variables de la hipótesis es la siguiente:

#### **3.5.1. Variables independientes**

- a) Despacho de energía de la central generadora que presta los servicios complementarios.
- b) Cantidad de oferta de servicios complementarios del Sistema Nacional Interconectado.
- c) Cantidad de demanda de servicios complementarios del Sistema Nacional Interconectado.
- d) Desembolso necesario para la adquisición del equipo y la habilitación para prestar los servicios.
- e) Precio ofertado para prestar servicios complementarios.
- f) Potencia máxima de la unidad o central.
- g) Potencia mínima de la unidad o central.

#### **3.5.2. Variables dependientes**

- a) Rendimiento de la inversión de empresas generadoras en la prestación de servicios complementarios.
- b) Riesgo de la inversión de empresas generadoras en la prestación de servicios complementarios.

- c) Flujos de efectivo de entrada durante la vida útil del proyecto por el concepto de prestación de servicios complementarios.

### **3.6. El método científico**

El método científico de la presente investigación relacionado con el análisis de riesgo y rendimiento de la inversión de empresas generadoras de energía eléctrica para prestar servicios complementarios en el sistema nacional interconectado de Guatemala es la base para la recolección y análisis de datos y las conclusiones sobre los mismos. Según Muñoz-Razo (2011, p. 209), “con la aplicación del método científico se da confiabilidad a los resultados obtenidos en la investigación. Por esta razón es posible comprobar teorías y poner a prueba hipótesis de una forma certera con el fin de crear nuevo conocimiento. Sus fases son observación, formulación de hipótesis, experimentación, conclusiones, publicación y comparación.

### **3.7. Técnicas de investigación aplicadas**

En la presente investigación se utilizaron las siguientes técnicas de investigación documental y de campo:

#### **3.7.1. Técnicas de investigación documental**

Esta consistió en la revisión de fuentes bibliográficas físicas y electrónicas para la construcción de los antecedentes y el marco teórico. Asimismo, la revisión de informes de transacciones económicas (ITE), programas de despacho semanal, programas de despacho diario, programas de posdespacho, entre otras publicaciones realizadas por el AMM, para la obtención de resultados de mercado y análisis de datos.

#### **3.7.2. Técnicas de investigación de campo**

Consistió en entrevistas con gerentes de operaciones de empresas de automatización que han realizado proyectos para la habilitación de servicios

complementarios. También se realizaron entrevistas a profesionales del subsector eléctrico con el objetivo de aclarar puntos normativos y la información contenida en las publicaciones del subsector. Se obtuvieron cotizaciones de elementos adicionales necesarios para el funcionamiento de unidades de la central generadora y el costo de mano de obra necesaria para realizar las adecuaciones a las unidades de la central generadora para prestar servicios complementarios.



#### 4. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

El presente capítulo expone los resultados y el análisis del riesgo y rendimiento que esperan las empresas generadoras de energía eléctrica para prestar servicios complementarios en el SNI, en específico el servicio de Reserva Rodante Operativa y el servicio de Reserva Rápida, dicho análisis se basa en la recopilación de datos históricos de la asignación, operación y remuneración de servicios complementarios, publicados en los informes de mercado del AMM. Asimismo, se contrasta la información obtenida sobre el procedimiento de habilitación y operación por parte de las empresas generadoras que prestan los servicios complementarios.

Iniciando por conocer la magnitud del mercado, se realizó el siguiente diagnóstico en la asignación de servicios complementarios entre los años 2015 a 2020.

##### 4.1. Tamaño de mercado de RRO y RRa

El Administrador del Mercado Mayorista en su informe estadístico anual presentó el total del costo operativo de los servicios complementarios:

**Tabla 1: Costo operativo por RRO y RRa años 2015 a 2020**

	<b>Costo operativo RRO (USD)</b>	<b>Costo operativo RRa (USD)</b>
2015	20,805,121.50	8,801,402.46
2016	12,212,705.55	7,881,318.88
2017	15,845,902.16	8,294,425.79
2018	31,651,971.66	9,569,679.77
2019	29,648,198.53	10,624,586.51
2020	22,082,834.45	9,981,279.87

Fuente: Informe Estadístico Anual Administrador del Mercado Mayorista año 2015-2020.

Estos resultados muestran una variabilidad muy marcada en el total remunerado de RRO, mientras que en el mercado de RRa se observa un aumento gradual interrumpido en algunos años. El costo operativo de RRO depende de las ofertas presentadas por las empresas para prestar el servicio, las cuales son sujetas a un despacho económico, mientras que las ofertas de RRa tienen un precio tope máximo establecido como el precio de referencia de la potencia, el cual es actualmente 8.9 US/KWmes, si se supone este precio como constante, el tamaño del mercado depende únicamente de la cantidad de la demanda del servicio de RRa.

Los valores de RRO en el periodo de estudio se establecen en una versión anterior de la NCO-04 (NCO-4, Administrador del Mercado Mayorista, Resolución 157-15), los cuales se definen como un porcentaje de la generación local del SNI, es decir, sin contar importaciones y está dado por banda horaria correspondiente a demanda mínima, media y máxima según está establecido en la normativa vigente:

**Tabla 2: Porcentajes de RRO requeridos para la operación del SNI**

<b>Banda horaria</b>	<b>Porcentaje de la generación local (%)</b>
00:01 – 06:00 horas	4
06:01 – 18:00 horas	3
18:01 – 22:00 horas	2
22:01 – 24:00 horas	4

Fuente: Norma de Coordinación Operativa 4 versión anterior.

La tabla 3 indica el total de MW de RRO que debe asignarse durante cada hora de la operación para que esta se considere segura y confiable, dicho total se calcula como el porcentaje de la generación local en cada hora, según su rango horario, para esta generación no se incluyen las importaciones internacionales, pero sí las exportaciones y su total no es necesariamente igual a la demanda.

Para la RRa los márgenes requeridos son determinados anualmente en la PLP correspondiente, se muestran los resultados para el período de estudio:

**Tabla 3: Márgenes de RRa recomendados por año estacional**

<b>Año estacional</b>	<b>Margen recomendado (MW)</b>
2015-2016	74.06 – 185.15
2016-2017	72.70 - 181.74
2017-2018	71.19 - 177.98
2018-2019	80.05 – 200.12
2019-2020	80.94 – 202.35
2020-2021	77.76 – 194.41

Fuente: Norma de Coordinación Operativa 4 versión anterior.

Se observa que la RRa presenta una variación similar al límite inferior del margen recomendado en cada PLP y su coeficiente de correlación es 0.92. De esto se muestra que el margen recomendado influye significativamente en el tamaño de mercado del margen de RRa mientras que, como se vio anteriormente, el tamaño de mercado para el servicio de RRO es más variable.

#### **4.2. Unidades habilitadas para prestar servicio de RRO y RRa**

Se muestra la información de las centrales habilitadas para prestar servicio de RRO y RRa:

**Tabla 4: Unidades generadoras habilitadas para prestar servicio de RRO**

<b>Central</b>	<b>Unidades habilitadas</b>	<b>Tipo de tecnología</b>	<b>Fecha de habilitación para prestar el servicio</b>
Jurún Marinalá	3	Hidroeléctrica	10/2005
Chixoy	5	Hidroeléctrica	10/2005
Las Vacas	2	Hidroeléctrica	08/2008
Hidroxacbal	2	Hidroeléctrica	02/2011
Hidro Xacbal Delta	2	Hidroeléctrica	10/2018
Palo Viejo	2	Hidroeléctrica	12/2012
Hidrocanadá	2	Hidroeléctrica	01/2014
Oxec	2	Hidroeléctrica	10/2016
Oxec II	2	Hidroeléctrica	06/2018
Arizona	3	Térmica /búnker de arranque rápido	03/2009

Fuente: Informe estadísticas AMM.

**Tabla 5: Unidades generadoras habilitadas para prestar servicio de RRa**

<b>Central</b>	<b>Unidades habilitadas</b>	<b>Tipo de tecnología</b>	<b>Fecha de habilitación para prestar el servicio</b>
Tampa	2	Térmica/Gas	03/2004
Puerto Quetzal Power	10	Térmica/Búnker de arranque rápido	02/2014
Arizona	10	Térmica/Búnker de arranque rápido	10/2020
Las Palmas	2	Térmica/Búnker de arranque rápido	10/2010
Textiles del Lago	2	Térmica/Búnker de arranque rápido	10/2010
Electro generación	2	Térmica/Búnker de arranque rápido	05/2020

Fuente: Informe estadísticas AMM.

Se muestra el ingreso de las centrales que prestan servicios complementarios durante el periodo de estudio:

**Tabla 6: Ventas de RRO anuales por central expresadas en MW**

<b>Central</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
Jurún Marinalá	10,286.96	3,310.26	25,299.17	39,907.75	28,654.32	25,046.26
Chixoy	30,846.85	40,561.33	81,941.59	97,551.97	108,652.61	92,543.11
Las Vacas	40,749.05	39,770.38	36,740.11	6,075.97	8,133.43	7,807.88
Hidroxacbal	33,864.11	58,309.14	49,819.18	44,815.57	31,909.09	33,759.94
Hidro Xacbal Delta	-	-	-	17,388.69	22,627.00	14,972.67
Palo Viejo	13,346.14	9,312.87	38,238.58	53,668.83	41,760.48	48,183.04
Hidrocanadá	19,895.56	35,359.19	40,461.46	35,540.11	28,927.94	34,926.24
Oxec	-	3,565.03	17,586.94	16,717.65	11,819.03	14,138.30
Oxec II	-	-	-	10,834.02	50,741.81	45,394.27
Arizona	47,414.28	67,872.98	47,422.79	51,579.12	40,329.18	20,813.29

Fuente: Programas de posdespacho económico AMM.

**Tabla 7: Ingresos anuales de centrales que prestan servicio de RRO en el SNI durante el periodo de estudio**

<b>Central</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
Jurún Marinalá	\$ 909,047	\$ 122,443	\$1,706,055	\$3,251,369	\$2,180,822	\$1,662,047
Chixoy	\$2,486,659	\$1,546,439	\$1,874,062	\$7,726,189	\$8,082,480	\$6,347,051
Las Vacas	\$2,619,226	\$1,393,611	\$1,583,691	\$ 595,681	\$ 858,057	\$ 570,227
Hidroxacbal	\$2,274,132	\$2,405,409	\$2,885,494	\$3,993,796	\$2,776,844	\$2,289,488
Hidro Xacbal Delta	\$ -	\$ -	\$ -	\$1,693,153	\$2,197,660	\$1,170,291
Palo Viejo	\$1,211,207	\$ 363,147	\$2,132,576	\$4,542,441	\$3,352,882	\$3,066,036
Hidrocanadá	\$1,706,740	\$1,361,886	\$1,982,438	\$2,968,224	\$2,338,587	2,243,888
Oxec	\$ -	\$ 107,805	\$1,159,378	\$1,406,828	\$ 936,022	\$ 909,381
Oxec II	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 827,611	\$4,010,572	\$2,990,157
Arizona	\$2,487,482	\$2,304,696	\$2,209,106	\$4,160,332	\$3,108,559	\$1,022,860

Fuente: Informes de Transacciones Económicas AMM.

**Tabla 8: Ventas de RRa anuales por central expresadas en MW**

Central	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Arizona	6,696.54	7,688.22	7,120.95	5,362.34	324.42	312.03
Electro Generación	-	-	-	-	-	2,797.36
Las Palmas	3,717.38	1,866.97	4,472.77	6,958.76	7,080.11	6,485.65
Puerto Quetzal Power	8,137.41	3,651.17	9,612.44	11,986.66	18,010.35	14,972.46
Tampa	8,304.16	14,228.82	12,938.82	13,403.25	13,348.25	12,677.39
Textiles del Lago	-	-	-	-	-	987.48

Fuente: Programas de despacho semanal AMM.

**Tabla 9: Ingresos anuales de centrales que prestan servicio de RRa en el SNI durante el periodo de estudio**

Central	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Arizona	\$1,807,834.59	\$1,052,163.10	\$865,612.42	\$785,840.42	\$49,688.69	\$46,102.78
Electro Generación	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$748,029.07
Las Palmas	\$927,612.01	\$304,328.08	\$659,605.79	\$1,439,479.76	\$1,418,658.84	\$1,381,899.45
Puerto Quetzal Power	\$2,263,187.39	\$1,000,164.83	\$2,726,519.68	\$3,425,906.00	\$5,253,341.92	\$4,163,593.43
Tampa	\$3,108,238.92	\$3,738,120.85	\$3,308,060.50	\$3,918,453.59	\$3,902,897.06	\$3,384,532.40
Textiles del Lago	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$257,122.74

Fuente: Informes de Transacciones Económicas AMM.

#### 4.3. Determinación de la inversión inicial

Para el desarrollo del estudio serán consideradas dos centrales hipotéticas que operan en el mercado de oportunidad y el mercado a término, con las siguientes características:

**Tabla 10: Características de centrales de estudio**

<b>TECNOLOGÍA</b>	<b>POTENCIA</b>	<b>No. DE UNIDADES</b>	<b>MARGEN DE RRO A HABILITAR (MW)</b>	<b>POTENCIA DE RRa A HABILITAR (MW)</b>
Hidroeléctrica de regulación	20 MW	2	10	-
Motores de combustión interna	160 MW	10	-	48

Fuente: Elaboración propia.

Para estas centrales se establece el costo de instalación con base en dos estudios realizados para centrales eléctricas de las mismas características:

**Tabla 11: Inversión inicial por tipo de tecnología**

<b>TECNOLOGÍA</b>	<b>POTENCIA</b>	<b>INVERSIÓN INICIAL</b>
Hidroeléctrica de regulación	20 MW	\$80,000,000
Motores de combustión interna	160 MW	\$34,437,000

Fuente: Carrillo Yumán, I. (2018) y Ortiz López, K. (2016).

El régimen de ISR a usar para la central que prestará RRO será el Régimen Opcional Simplificado Sobre Ingresos de Actividades Lucrativas, el cual establece impuestos del 5% sobre los primeros Q30,000 de ingresos y el 7% sobre los ingresos brutos adicionales, esto debido a que sus ingresos son elevados en comparación con sus egresos y es más beneficioso para la empresa el descontar el 7% de los ingresos que el descontar el 25% de la utilidad neta. Para la central que prestará RRa se utilizará el Régimen Sobre las Utilidades de Actividades Lucrativas por un 25% sobre las utilidades obtenidas en un periodo de liquidación anual, debido a que la utilidad neta es pequeña en comparación con los ingresos, por lo tanto, es

más beneficios para la empresa el utilizar el 25% sobre la utilidad neta que el 7% sobre los ingresos totales.

En el caso del proyecto de generación hidroeléctrica, según el numeral b) del artículo 5 de la Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable (Congreso de la República de Guatemala, Decreto No. 52-2003), gozará del incentivo de exención del pago del Impuesto Sobre la Renta (ISR) con una vigencia por un periodo de 10 años. La empresa gozará de exención de impuestos durante los primeros 10 años.

Se proyecta una vida útil de 50 años para ambos proyectos con un valor de recuperación del 1% al final de la vida útil. La prestación del servicio complementario se proyecta a 15 años durante la vida útil del proyecto, iniciando en el año 2. La vida útil de los equipos a instalar es de 20 años.

Adicional a la instalación de las plantas, será considerado el costo de adecuación de las centrales para prestar el servicio complementario correspondiente, el cual se estima de la siguiente forma con base en información obtenida de la empresa Electrotek, S.A.:

**Tabla 12: Costo de adecuación por unidad para prestar servicios complementarios**

<b>SERVICIO</b>	<b>COSTO DE ADECUACIÓN</b>
<b>COMPLEMENTARIO RRO</b>	
Materiales: PLC, cableado, equipos de comunicación	\$20,000
Servicio de ingeniería y mano de obra.	\$20,000
<b>SERVICIO</b>	<b>COSTO DE ADECUACIÓN</b>
<b>COMPLEMENTARIO RRA</b>	
Materiales: PLCs, tableros, arrancadores	\$25,000
Servicio de ingeniería y mano de obra.	\$25,000

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de Electrotek S.A.

Es importante mencionar que, según norma el único requerimiento para prestar el servicio de RRa es poder ingresar a línea en un tiempo menor a 30 minutos, no obstante, se considera el costo de adecuación de las unidades para disminuir el tiempo de ingreso y por ende mejorar el factor de ponderación, aumentando la probabilidad de obtener la asignación de RRa semanalmente.

Se toma en consideración los sobrecostos asumidos durante la realización de las pruebas para prestar los servicios complementarios. Dicho sobrecosto corresponde al margen de RRO a habilitar multiplicado por el número de horas a realizar, las cuales se estima en 4 horas tomando en consideración la posibilidad de repetir las pruebas en caso de falla, y multiplicado por el precio marginal de RRO, el cual se

estima en \$90 con base en los precios históricos de RRO. Asimismo, para el caso de la RRA el sobrecosto corresponde a la diferencia entre el costo variable de generación producto de la generación forzada de la central y el precio spot, el cual depende de las condiciones de generación y demanda del día y la hora en que se realice la prueba de medición de tiempos, inicialmente esta diferencia se estima en \$60/MWh, la duración de la prueba es de 2 horas en las que debe permanecer en línea la unidad que prestará el servicio con el total de la potencia a habilitar

**Tabla 13: Sobrecosto asumido por la empresa para prestar los servicios complementarios**

Margen de RRO habilitado (MW)	Horas pruebas de sintonización	Precio marginal de RRO (USD/MW)	Sobrecosto
10	8	90	\$7,200

Potencia de RRA habilitado (MW)	Horas pruebas de sintonización	Sobrecosto (USD/MW)	Sobrecosto
48	2	60	\$5,760

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del AMM.

#### 4.4. Determinación de Flujos de Ingresos y Egresos

Se determinan los flujos de ingresos y egresos base de la operación normal de las centrales en el mercado spot y mercado a término y se superponen los flujos de ingresos y egresos propios del mercado de servicios complementarios por un período de 15 años. Este periodo corresponde a las licitaciones abiertas para contratar potencia y energía eléctrica para el suministro de los usuarios del servicio de distribución, en dichas licitaciones los contratos de compra y venta de potencia y energía pueden ser adjudicados en periodos de 15 años.

#### 4.4.1. Ingresos y egresos de operación normal

Para las centrales que prestarán los servicios, los ingresos de su operación normal provienen de sus ventas en el mercado spot, mercado a término y desvíos de potencia positivos y se detallan a continuación:

**Tabla 14: Ingresos por operación normal**

<b>Central que prestará RRO</b>	
<b>Concepto</b>	<b>Ingreso anual</b>
Venta de energía	\$6,642,620.98
Venta de potencia	\$1,562,720.00
<b>TOTAL</b>	<b>\$8,205,340.98</b>

<b>Central que prestará RRa</b>	
<b>Concepto</b>	<b>Ingreso anual</b>
Venta de energía	\$61,487,089.74
Venta de potencia	\$4,800,000.00
<b>TOTAL</b>	<b>\$66,287,089.74</b>

Fuente: Carrillo Yumán, I. (2018) y Ortiz López, K. (2016).

Es importante mencionar que los ingresos por venta de potencia para la central que presta RRa se han calculado tomando como base un precio de venta de 2.5 USD/kwmes aplicado a la venta de 160 MW en el mercado a término durante 12 meses. No obstante, el precio y la cantidad de potencia que pueden venderse dependerá de las condiciones de mercado a las que está afecta esta central.

Asimismo, los egresos provenientes de la operación normal se detallan a continuación:

**Tabla 15: Egresos por operación normal**

<b>Central que prestará RRO</b>	
<b>Concepto</b>	<b>Egreso anual</b>
Mano de obra directa	\$114,005.93
Gastos indirectos	\$411,431.29
<b>TOTAL</b>	<b>\$525,437.22</b>

<b>Central que prestará RRa</b>	
<b>Concepto</b>	<b>Egreso anual</b>
Costo de ventas	\$59,303,216.79
Gastos operativos y de mantenimiento	\$2,618,312.82
Gastos generales y administrativos	\$541,088.85
<b>TOTAL</b>	<b>\$62,462,618.46</b>

Fuente: Carrillo Yumán, I. (2018) y Ortiz López, K. (2016).

Los costos fiscales de la operación normal para la central que prestará RRO se determinan bajo el Régimen Opcional Simplificado Sobre Ingresos de Actividades Lucrativas, como un 5% sobre los primeros Q30,000.00 de los ingresos y un 7%

sobre los excedentes para ambas centrales, con la excepción que la central que prestará RRO contará con los beneficios fiscales asociados a la inversión en energías renovables, el cual consiste en la exención de impuestos durante los primeros 10 años de operación, este plazo se considera fijo en todos los escenarios del estudio para dar un enfoque conservador. La central que prestará RRa tendrá costos fiscales durante toda su vida útil, y se calculan como el 25% de la utilidad antes de intereses e impuestos:

**Tabla 16: Costos fiscales de cada central**

<b>Central que prestará RRO</b>	
<b>Concepto</b>	<b>Egreso anual</b>
Costos Fiscales (ISR) a partir del año 10	\$574,297.95
<b>TOTAL</b>	<b>\$574,297.95</b>

<b>Central que prestará RRa</b>	
<b>Concepto</b>	<b>Egreso anual</b>
Costos Fiscales (ISR)	\$367,245.12
<b>TOTAL</b>	<b>\$367,245.12</b>

Fuente: Elaboración propia.

#### **4.4.2. Gastos no desembolsables operación normal**

Constituye la depreciación de activos fijos y la amortización de activos intangibles. Para ambas centrales se tiene una vida útil de 50 años y un valor de rescate del 1%. Realizando una depreciación por el método de línea recta, se tiene una depreciación del 2% anual para ambas centrales con respecto a la inversión inicial:

**Tabla 17: Gastos no desembolsables operación normal**

<b>TECNOLOGÍA</b>	<b>PORCENTAJE</b>	<b>DEPRECIACIÓN</b>
Central que prestará RRO	2%	\$1,600,000
Central que prestará RRa	2%	\$688,740

Fuente: Elaboración propia.

#### **4.4.3. Ingresos y egresos prestación de servicios complementarios**

Para proyectar los ingresos a percibir por cada central, se realizó un análisis de los ingresos percibidos actualmente por cada central que presta el servicio.

Para propósitos de esta investigación, se tomaron en consideración las centrales que estuvieron habilitadas desde o antes del año 2015. El análisis de la prestación del servicio complementario de RRO se realizó en dos partes, la primera pretende relacionar los resultados de remuneración horaria de RRO de cada central con las variables independientes que influyen en su determinación:

- a) Precio ofertado de cada unidad en \$/MW
- b) Precio marginal de RRO en \$/MW
- c) Penalización por incumplimiento del servicio en \$/MW
- d) Energía generada (para centrales hidroeléctricas) en MWh
- e) Precio de Oportunidad de la Energía (para centrales térmicas) en \$/MWh
- f) Costo variable de generación (para centrales térmicas) en \$/MWh

Se evaluó la influencia de estas variables en los resultados de asignación de RRO horaria contenidos en los informes de posdespacho diario para las centrales estudiadas en las 52,608 horas correspondientes al periodo de estudio, a través de la siguiente regla de asignación horaria propuesta:

Asignar RRO a cada unidad de la central si se cumplen todas las condiciones:

- a) presentó oferta,
- b) su precio ofertado es menor o igual al precio marginal de RRO y
- c) la central tiene energía disponible y suficiente para generar en su rango de regulación (para el caso de centrales hidroeléctricas).

No asignar RRO a la central si se cumple cualquiera de las condiciones:

- a) no presentó oferta,
- b) su precio ofertado es mayor o igual al precio marginal de RRO,
- c) existe penalización en esa hora para la unidad,
- d) la energía de la central no le permite operar en su rango de regulación a la unidad, ya sea por no ser suficiente energía o por existir un exceso de energía en esa hora (para centrales hidroeléctricas),
- e) su costo variable de generación es mayor al precio de oportunidad de la energía y el precio ofertado más el sobre costo de encender la unidad en su rango de regulación es mayor al precio marginal de RRO (para centrales térmicas).

Esta regla de optimización se apega al objetivo de la optimización del despacho, el cual es minimizar el costo operativo. En los casos donde el precio ofertado de la unidad es coincidente con el precio marginal de RRO es posible que se asigne o no se asigne RRO debido a que la unidad puede ser la marginal o bien coincidir en precio con la unidad marginal y quedar sin asignación debido a otras causas. La aplicación de esta regla se cumple en los siguientes porcentajes de las horas para cada central:

**Tabla 18: Resultados de la aplicación de la regla para asignación de RRO horaria periodo de estudio**

<b>Central</b>	<b>% de casos que cumplen con la regla</b>
Chixoy	88.27%
Jurún Marinalá	89.77%
Las Vacas	94.97%
Xacbal	94.32%
Palo Viejo	93.15%
Canadá	92.34%
Arizona	97.21%

Fuente: Elaboración propia según datos obtenidos

Se observa un cumplimiento elevado en todas las centrales. En el caso de Chixoy y Jurún Marinalá, el cumplimiento es menor y puede atribuirse a la operación de estas centrales, la cual es diferente a la operación del resto de las centrales hidroeléctricas según la normativa vigente y su análisis se encuentra fuera del alcance de esta investigación.

La aplicación de la regla justifica la dependencia de la asignación de RRO de las centrales hacia las variables indicadas, en particular, hacia el precio ofertado y el precio marginal de RRO, no obstante, esta regla no es un modelo que permita predecir los ingresos horarios de RRO.

La segunda parte del análisis consiste en los ingresos percibidos de cada central mensualmente durante el periodo de estudio, los cuales se tomaron de dos publicaciones, posdespacho diario e informe de transacciones económicas, el primero incluye la remuneración del servicio junto con la penalización, mientras el segundo, muestra solamente la remuneración consolidada. En la mayoría de los

meses se observa una diferencia entre el valor consolidado de los posdespachos e ITE el cual se atribuye a correcciones realizadas por observaciones de los agentes generadores. No obstante, el valor de penalización y corrección representan en promedio el 0.2% y 0.05% de los ingresos totales respectivamente, razón por la que serán considerados despreciables en el análisis.

El análisis estadístico de los ingresos percibidos sugiere que su comportamiento obedece a una distribución gamma, por lo que se realizó un ajuste a los ingresos de cada central calculando los parámetros alpha y beta de cada distribución.

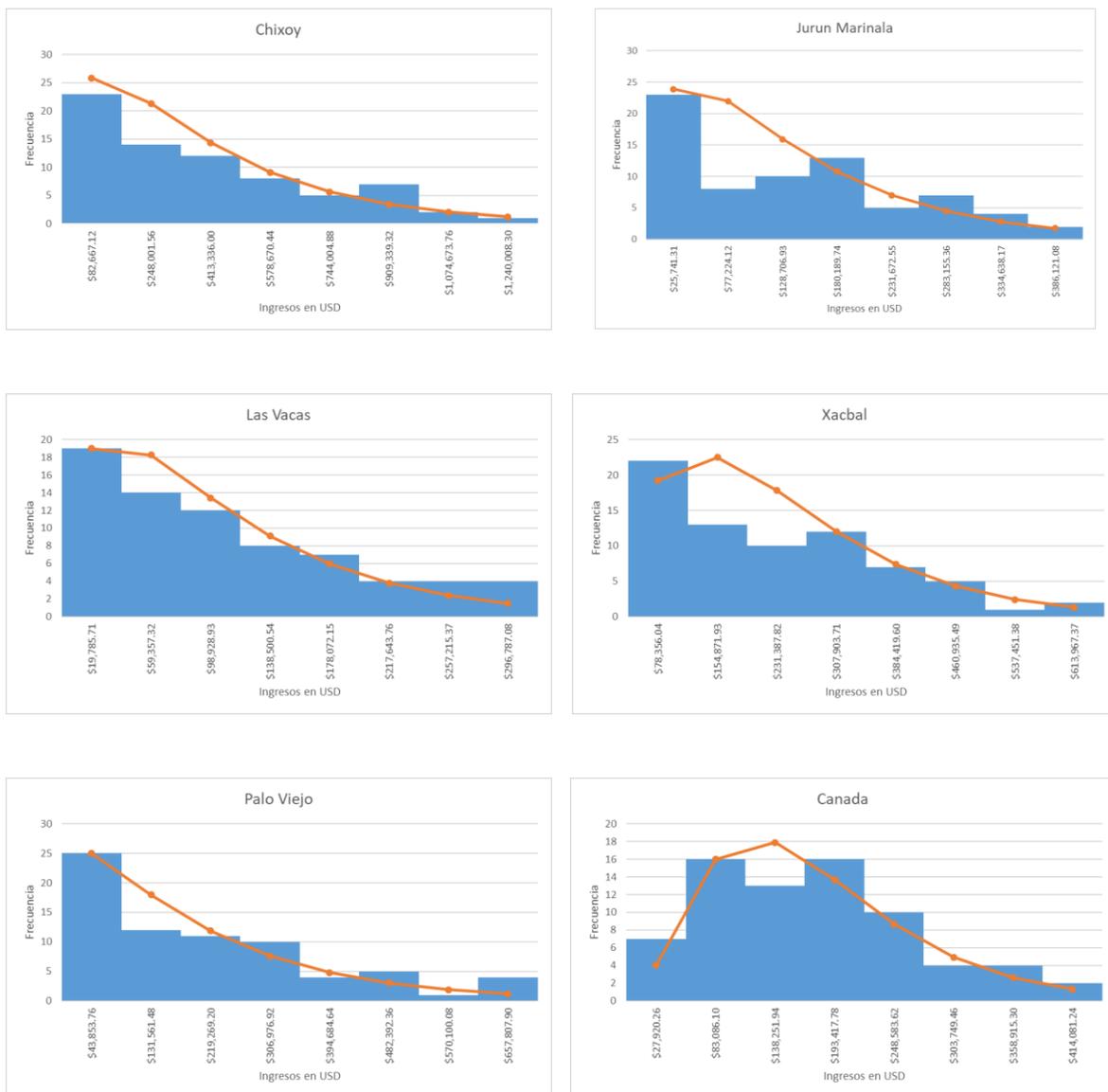
**Tabla 19: Estadística descriptiva remuneración mensual de RRO por central**

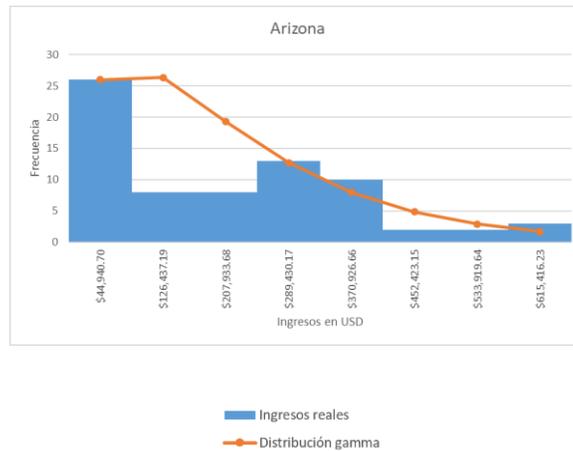
Central	Margen de RRO habilitado (MW)	Valor medio	Desviación estándar	Varianza	Alpha	Beta
Chixoy	60	\$389,932.14	\$336,171.89	1.13E+11	289823.602	1.34541
Jurun Marinala	17	\$136,563.66	\$115,091.80	1.325E+10	96995.9526	1.40793
Las Vacas	10	\$106,660.27	\$88,409.12	7.816E+09	73281.012	1.4555
Xacbal	22	\$230,818.38	\$149,164.90	2.225E+10	96396.868	2.39446
Palo Viejo	23	\$203,844.02	\$190,052.43	3.612E+10	177193.951	1.1504
Canadá	13	\$175,388.39	\$98,238.69	9.651E+09	55025.5339	3.1874
Arizona	52	\$212,517.37	\$167,501.98	2.806E+10	132021.738	1.60971

Fuente: Elaboración propia.

Se muestra el histograma para cada distribución de ingresos mensuales junto con la distribución gamma que se ajusta a su comportamiento:

**Figura 9**  
**Histograma de frecuencia de ingresos mensuales por prestación servicio**  
**RRO**





Fuente: Elaboración propia en programa Microsoft Excel.

Se utilizó la distribución de ingresos de la central Las Vacas, al tener el mismo margen habilitado que la nueva central. Los ingresos pueden proyectarse anualmente generando números aleatorios en la distribución de probabilidad de ingresos correspondientes al ingreso de cada mes y posteriormente sumando dichos valores por año.

La prestación del servicio de RRO no genera egresos adicionales por mantenimiento y no afecta los ingresos por operación normal debido a que no se ve reducida la potencia disponible ni la energía generada para transar en los mercados a término y oportunidad respectivamente. Los costos fiscales se calculan como el 7% de los ingresos totales debido a que estos ingresos son marginales a los ingresos de operación normal.

Para el caso de la RRa, se tomó en consideración a las centrales Tampa y Puerto Quetzal Power para el estudio, fueron excluidas las centrales Arizona y Las Palmas debido a la operación variable de estas centrales, además de su participación en la prestación del servicio de RRO, que excluye a las unidades que participen en dicho servicio de la posibilidad de prestar servicio de RRa. Las variables que se analizaron en la primera parte son:

- a) Precio ofertado por unidad
- b) Número de días en que se ha ofertado en el periodo de estudio
- c) Número de días en que no se asignó la oferta
- d) Potencia promedio ofertada
- e) Número de días de penalización
- f) Número de días de incumplimiento retroactivo

La influencia de estas variables fue analizada durante los 2,192 días del periodo de estudio, en los cuales se observaron los siguientes valores:

**Tabla 20: Variables observadas en la prestación del servicio de RRA**

Unidad	Precio RRA promedio \$/kW-mes	Número de días que ofertó	Número de días de no asignación	Potencia promedio ofertada	Número de días de incumplimiento	Número de días de incumplimiento retroactivo
Tampa 1	9.33	618	122	37.223	27	5
Tampa 2	8.69	1,646	118	36.884	2	-
PQP 1	10.92	1,559	18	5.659	22	4
PQP 2	8.81	886	20	5.523	22	3
PQP 3	12.14	962	14	5.592	15	2
PQP 4	12.25	948	14	5.658	18	4
PQP 5	10.94	1,546	7	5.666	30	5
PQP 6	10.99	1,510	7	5.656	32	4
PQP 7	10.94	1,547	8	5.587	24	5
PQP 8	10.94	1,542	7	5.606	26	5
PQP 9	13.31	719	7	5.577	11	2
PQP 10	13.32	717	7	5.640	13	3

Fuente: Elaboración propia.

El precio ofertado se encuentra por encima del precio de referencia de la potencia, para la mayoría de los casos, por lo que durante el periodo de estudio no siempre ha existido la restricción de precio máximo a ofertar.

El número de días en que se ha presentado la oferta ha sido elevado para Tampa 2, PQP 1 y PQP 5 a PQP 8, no obstante, ninguno de estos valores supera el 80% de los días del periodo de estudio, al observar los valores de potencia ofertados, se ve que para ambas centrales la potencia disponible para ofertar es muy elevada (74 MW para Tampa y 56 MW para PQP) en comparación con el margen de potencia de RRA requerida recomendada por año estacional (tabla 4), indicando que el tamaño de mercado es pequeño para poder colocar toda la potencia de estas centrales en la prestación de este servicio. Esto se ve particularmente reflejado en el número de días en que no se ha asignado el servicio a las unidades de Tampa, las cuales son las de mayor potencia en el estudio.

Para el incumplimiento, se ve un comportamiento similar en las 10 unidades de PQP y la unidad Tampa 1, tanto en incumplimiento normal como retroactivo. No obstante, la unidad Tampa 2 muestra una confiabilidad elevada al tener bajo número de incumplimientos; esto también se observa en el hecho de que se ha ofertado en casi el triple de días para la unidad Tampa 2 que la unidad Tampa 1, lo cual se interpreta como una decisión administrativa para minimizar las penalizaciones y maximizar el ingreso. En el caso de toda la central PQP, el número elevado de incumplimientos para todas las unidades representa un factor propio de esta central.

A diferencia de la RRO, la distribución de probabilidad de ingresos mensuales de ambas centrales no se apega a una distribución gamma. Para efectos del análisis de simulación, se utilizó la distribución de frecuencia acumulada como distribución de probabilidad en ambos casos con una función construida en Excel apegada al histograma de frecuencia. Se observa que las correcciones y penalizaciones representan en el caso de Tampa el 0.81% de los ingresos y para el caso de PQP, el 16.6%, siendo el efecto más marcado en esta última central atribuido a causas

externas e internas que derivan en penalizaciones y reducción de ingresos. No obstante, los valores utilizados en la distribución de probabilidad son los valores oficiales publicados en los informes de transacciones económicas.

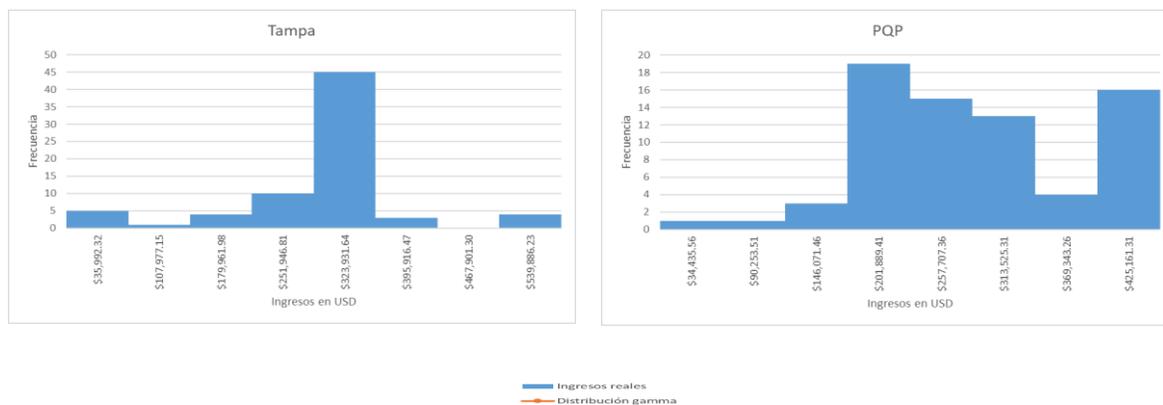
**Tabla 21: Estadística descriptiva remuneración mensual de RRa por central**

Central	Valor medio	Desviación estándar
Tampa	\$296,670.88	\$109,504.57
PQP	\$288,050.77	\$103,135.73

Fuente: Elaboración propia.

Se muestra el histograma de frecuencia para cada distribución de ingresos mensuales de las centrales estudiadas:

**Figura 10**  
**Histograma de frecuencia de ingresos mensuales por prestación servicio RRa**



Fuente: Elaboración propia en programa Microsoft Excel.

Para la central se utilizó la distribución de ingresos de PQP al tener la potencia total similar a la central que prestará RRa. Los ingresos pueden proyectarse anualmente generando números aleatorios en la distribución de probabilidad de ingresos

correspondientes al ingreso de cada mes y posteriormente sumando dichos valores por año.

La prestación del servicio de RRa no genera egresos adicionales por mantenimiento, sin embargo, sí se afecta los ingresos por operación normal debido a que se ve reducida la potencia disponible para transar el mercado a término, esta disminución está dada por un 30% en los ingresos por venta de potencia de la operación normal.

#### **4.5. Costo de Capital Promedio Ponderado–CCPP–**

El CCPP se calcula en función de las fuentes de financiamiento para el proyecto, las cuales son capital propio y préstamos bancarios bajo la siguiente fórmula:

$$\text{CCPP} = (\text{CP} * \text{CCP} + \text{PB} * \text{CPB} * (1 - \text{T})) / (\text{CP} + \text{CPB}) \quad \text{fórmula 7}$$

Donde:

CCPP = Costo de capital promedio ponderado

CP = Capital propio

CCP = Costo de capital propio

PB = Préstamo bancario

CPB = Costo de préstamo bancario

T = Tasa marginal de impuestos

Es importante mencionar que la tasa marginal de impuestos se toma en consideración únicamente para el caso de la central RRa, debido a que los intereses pagados por préstamo bancario son deducibles de impuestos en este caso, mientras que para la central RRO al estar bajo el régimen opcional simplificado, los intereses no son deducibles de impuestos.

#### 4.5.1. Costo de capital propio

El costo de capital propio se calcula con la siguiente fórmula bajo el modelo CAPM adicionando la prima de riesgo país:

$$re = rf + \beta l * ERP + CRP \quad \text{fórmula 8}$$

Donde:

re = costo de capital

rf = tasa libre de riesgo

$\beta l$  = beta apalancada para el capital de la empresa

ERP = prima de riesgo del capital

CRP = prima de riesgo de país

La tasa libre de riesgo se tomó como la tasa de interés líder de política monetaria de los últimos tres meses, 1.75%

El valor de beta apalancado para el capital de la empresa se obtuvo de los valores de referencia para economías emergentes del sitio: <https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/betaemerg.xls>, como los valores de beta apalancados para energías verdes y renovables para la central RRO y carbón y energías relacionadas para la central RRA, sin embargo, también se comparó con los datos del sitio [https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New\\_Home\\_Page/datafile/Betas.html](https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html) para Estados Unidos, tomando el valor de beta como 0.94 para la central RRO y 1.01 para la central RRA.

Los valores ERP y CRP se obtuvieron del sitio [https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New\\_Home\\_Page/datafile/ctryprem.html](https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html) los cuales fueron 6.71% para ERP y 2.47% para CRP.

Al realizar el cálculo se obtienen los siguientes resultados:

$$\text{reRRO} = 1.75\% + 0.94 * 6.71\% + 2.47\% = 10.53\%$$

$$\text{reRRa} = 1.75\% + 1.01 * 6.71\% + 2.47\% = 10.99\%$$

El cálculo del costo de capital se muestra en la siguiente tabla:

**Tabla 22: Cálculo de TREMA Inversionistas**

DESCRIPCIÓN	Central RRO	Central RRa
Tasa libre de riesgo	1.75%	1.75%
Beta apalancado para el capital de la empresa	0.94	1.01
Prima de riesgo del capital	6.71%	6.71%
Prima de riesgo de país	2.47%	2.47%
<b>TOTAL</b>	<b>10.53%</b>	<b>10.99%</b>

Fuente: Banco de Guatemala, tasa líder de política monetaria (2022). Aswath Damodaran, NYU Stern School of Business (2022). Pérez Monroy, J. (2014).

#### 4.5.2. Costo préstamo bancario

El costo del capital proveniente de préstamo bancario se toma de la consulta de información dinámica de la Superintendencia de Bancos de Guatemala como la tasa promedio ponderada de cartera de créditos en moneda extranjera para electricidad, gas y agua para montos mayores a 10,000,000 durante el mes de febrero 2022, el cual es 6.05%:

**Tabla 23: Costo préstamo bancario**

<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>Central RRO</b>	<b>Central RRa</b>
Costo préstamo bancario	6.05%	6.05%

Fuente: Superintendencia de Bancos de Guatemala SIB información dinámica (2022).

El préstamo bancario será bajo la modalidad de cuota nivelada y será pagadero en 15 años a partir del final del año 1. Los intereses serán deducibles de impuestos para el caso de la central RRa, en el caso de la central RRO, al estar bajo el régimen opcional simplificado, los intereses no son deducibles de impuestos por lo que no tienen un beneficio fiscal.

Considerando un financiamiento de 20% capital propio y 80% préstamo bancario, puede encontrarse el CCPP de la siguiente forma:

$$\text{CCPP\_RRO} = 0.20*(10.53\%)+0.80*(6.05%)*(1-0\%) = 6.95\%$$

$$\text{CCPP\_RRA} = 0.20*(10.99\%)+0.80*(6.05%)*(1-25\%) = 5.82\%$$

El valor del CCPP será variable durante el análisis de sensibilidad, al variar el porcentaje de préstamo al que podría accederse.

Como fuentes de financiamiento alternativas se encuentra la emisión de deuda pública a través de la Bolsa de Valores Nacional, no obstante, esta opción requiere el cumplimiento de varios requisitos como una firma de auditoría, una calificadora de riesgo y publicar información relevante para las operaciones como los estados financieros auditados. Dicha opción no fue considerada en el análisis.

#### **4.6. Variables macroeconómicas**

Las variables macroeconómicas con influencia en el proyecto son la inflación y la tasa de cambio. La inflación se considera con un valor de 2.98% para ambas

centrales en todos los escenarios según datos del Instituto Nacional de Estadística INE. La tasa de cambio se considera como un valor fijo de Q7.8/USD durante todo el período de estudio, debido a que históricamente, el precio del quetzal ha sido estable con respecto al dólar.

#### **4.7. Proyección de resultados**

Los resultados se evalúan bajo un formato que contiene el estado de resultados junto con los flujos descontados para los escenarios de ambas centrales bajo operación normal y prestando servicios complementarios. El escenario considera 80% de capital proveniente de préstamo bancario y 20% de capital propio.

Se toma el criterio de que la central RRO percibirá los mismos ingresos por venta de energía y potencia por operación normal durante los primeros 15 años de operación, debido a que estos provendrán de un contrato donde se pactan previamente las condiciones de compra y venta de energía y potencia. Los costos operativos de la central RRO incrementarán conforme a la inflación.

En el caso de la central RRA, sus ingresos por venta de potencia permanecerán constantes durante los 15 años del estudio, sin embargo, los ingresos por ventas energía tendrán un crecimiento equivalente a la inflación, debido a que el ingreso en este rubro provendrá en parte de actividades de arbitraje de compra y venta de energía. Los costos operativos crecerán según la inflación.

Para la proyección de resultados con la prestación de servicios complementarios para la central RRO, sus ingresos por operación normal no se verán afectados, y se utilizará para los ingresos los resultados de la primera iteración aleatoria del análisis de simulación.

Para el caso de la central RRA, al prestar servicios complementarios, los ingresos por ventas de potencia se verán reducidos en un 30%, debido al requisito normativo de dejar de participar en el mercado de potencia para poder ofertar el servicio de

RRA. Al igual que el caso anterior, la proyección de los ingresos por servicios complementarios proviene de la primera iteración aleatoria del análisis de simulación.

El pago del préstamo no varía al prestarse los servicios complementarios y el pago de impuestos se calcula en función de los resultados de cada año con y sin la prestación de servicios complementarios.

**Tabla 24: FLUJO DE FONDOS PROYECTADO CENTRAL RRO SIN SERVICIO COMPLEMENTARIO  
EXPRESADO EN USD**

DESCRIPCIÓN	0	1	2	3	4	5	6	7
Ingresos por ventas de potencia		1,562,720.00	1,562,720.00	1,562,720.00	1,562,720.00	1,562,720.00	1,562,720.00	1,562,720.00
Ingresos por ventas de energía		6,642,620.98	6,642,620.98	6,642,620.98	6,642,620.98	6,642,620.98	6,642,620.98	6,642,620.98
(=) <b>TOTAL INGRESOS</b>	-	<b>8,205,341</b>						
(-) Costos operativos		-525,437	-541,095	-557,220	-573,825	-590,925	-608,535	-626,669
(=) <b>TOTAL COSTOS DIRECTOS</b>	-	<b>-525,437</b>	<b>-541,095</b>	<b>-557,220</b>	<b>-573,825</b>	<b>-590,925</b>	<b>-608,535</b>	<b>-626,669</b>
(=) <b>MARGEN BRUTO</b>	-	<b>7,679,904</b>	<b>7,664,246</b>	<b>7,648,121</b>	<b>7,631,516</b>	<b>7,614,416</b>	<b>7,596,806</b>	<b>7,578,672</b>
(-) Depreciaciones		-1,600,000	-1,600,000	-1,600,000	-1,600,000	-1,600,000	-1,600,000	-1,600,000
(=) <b>TOTAL COSTOS INDIRECTOS</b>	-	<b>-1,600,000</b>						
(=) <b>UAI</b>	-	<b>6,079,904</b>	<b>6,064,246</b>	<b>6,048,121</b>	<b>6,031,516</b>	<b>6,014,416</b>	<b>5,996,806</b>	<b>5,978,672</b>
(-) Intereses		-3,872,000	-3,706,281	-3,530,535	-3,344,157	-3,146,504	-2,936,892	-2,714,599
(=) UAI	-	<b>2,207,904</b>	<b>2,357,965</b>	<b>2,517,586</b>	<b>2,687,358</b>	<b>2,867,912</b>	<b>3,059,914</b>	<b>3,264,073</b>
(-) Impuestos (7%)		-	-	-	-	-	-	-
(=) <b>Utilidad Neta</b>	-	<b>2,207,904</b>	<b>2,357,965</b>	<b>2,517,586</b>	<b>2,687,358</b>	<b>2,867,912</b>	<b>3,059,914</b>	<b>3,264,073</b>
(+) Depreciaciones		1,600,000	1,600,000	1,600,000	1,600,000	1,600,000	1,600,000	1,600,000
(-) Inversión en Activos Fijos	-80,000,000	-	-	-	-	-	-	-
(+) Préstamo Bancario	64,000,000	-	-	-	-	-	-	-
(-) Abonos a capital	-	-2,739,162	-2,904,881	-3,080,626	-3,267,004	-3,464,658	-3,674,270	-3,896,563
(=) <b>Flujo de Caja Neto</b>	<b>-16,000,000</b>	<b>1,068,742</b>	<b>1,053,084</b>	<b>1,036,959</b>	<b>1,020,354</b>	<b>1,003,254</b>	<b>985,645</b>	<b>967,510</b>
<b>SALDO NORMAL</b>		<b>-14,931,258</b>	<b>-13,878,174</b>	<b>-12,841,215</b>	<b>-11,820,861</b>	<b>-10,817,607</b>	<b>-9,831,962</b>	<b>-8,864,452</b>
Flujo Descontado	-16,000,000	999,276	920,636	847,616	779,831	716,924	658,560	604,426
<b>SALDO DESCONTADO</b>		<b>-15,000,724</b>	<b>-14,080,089</b>	<b>-13,232,473</b>	<b>-12,452,641</b>	<b>-11,735,717</b>	<b>-11,077,157</b>	<b>-10,472,732</b>
<b>PAYBACK</b>								
<b>PAYBACK DESCONTADO</b>								
VALOR PRESENTE NETO	<b>7,629,859</b>	<b>-8,370,141</b>						
TASA INTERNA DE RETORNO	<b>-5.14%</b>							
TIR MODIFICADA	<b>1.80%</b>							
PAYBACK	<b>MÁS DE 15</b>							
PAYBACK DESCONTADO	<b>MÁS DE 15</b>							
INDICE DE RENTABILIDAD	<b>0.48</b>							

**Tabla 24 (CONTINÚA...): FLUJO DE FONDOS PROYECTADO CENTRAL RRO SIN SERVICIO  
COMPLEMENTARIO EXPRESADO EN USD**

DESCRIPCIÓN	8	9	10	11	12	13	14	15	TOTAL
Ingresos por ventas de potencia	1,562,720.00	1,562,720.00	1,562,720.00	1,562,720.00	1,562,720.00	1,562,720.00	1,562,720.00	1,562,720.00	23,440,800
Ingresos por ventas de energía	6,642,620.98	6,642,620.98	6,642,620.98	6,642,620.98	6,642,620.98	6,642,620.98	6,642,620.98	6,642,620.98	99,639,315
(=) <b>TOTAL INGRESOS</b>	<b>8,205,341</b>	<b>123,080,115</b>							
(-) Costos operativos	-645,344	-664,575	-684,379	-704,774	-725,776	-747,404	-769,677	-792,613	-9,758,247
(=) <b>TOTAL COSTOS DIRECTOS</b>	<b>-645,344</b>	<b>-664,575</b>	<b>-684,379</b>	<b>-704,774</b>	<b>-725,776</b>	<b>-747,404</b>	<b>-769,677</b>	<b>-792,613</b>	<b>-9,758,247</b>
(=) <b>MARGEN BRUTO</b>	<b>7,559,997</b>	<b>7,540,766</b>	<b>7,520,962</b>	<b>7,500,567</b>	<b>7,479,565</b>	<b>7,457,937</b>	<b>7,435,664</b>	<b>7,412,728</b>	<b>113,321,867</b>
(-) Depreciaciones	-1,600,000	-1,600,000	-1,600,000	-1,600,000	-1,600,000	-1,600,000	-1,600,000	-1,600,000	-24,000,000
(=) <b>TOTAL COSTOS INDIRECTOS</b>	<b>-1,600,000</b>	<b>-24,000,000</b>							
(=) <b>UAI</b>	<b>5,959,997</b>	<b>5,940,766</b>	<b>5,920,962</b>	<b>5,900,567</b>	<b>5,879,565</b>	<b>5,857,937</b>	<b>5,835,664</b>	<b>5,812,728</b>	<b>89,321,867</b>
(-) Intereses	-2,478,856	-2,228,852	-1,963,722	-1,682,552	-1,384,371	-1,068,150	-732,798	-377,157	-35,167,428
(=) <b>UAI</b>	<b>3,481,141</b>	<b>3,711,914</b>	<b>3,957,239</b>	<b>4,218,015</b>	<b>4,495,194</b>	<b>4,789,786</b>	<b>5,102,866</b>	<b>5,435,571</b>	<b>54,154,439</b>
(-) Impuestos (7%)	-	-	-	-574,297	-574,297	-574,297	-574,297	-574,297	-2,871,485
(=) <b>Utilidad Neta</b>	<b>3,481,141</b>	<b>3,711,914</b>	<b>3,957,239</b>	<b>3,643,718</b>	<b>3,920,897</b>	<b>4,215,489</b>	<b>4,528,569</b>	<b>4,861,274</b>	<b>51,282,954</b>
(+) Depreciaciones	1,600,000	1,600,000	1,600,000	1,600,000	1,600,000	1,600,000	1,600,000	1,600,000	24,000,000
(-) Inversión en Activos Fijos	-	-	-	-	-	-	-	-	-80,000,000
(+) Préstamo Bancario	-	-	-	-	-	-	-	-	64,000,000
(-) Abonos a capital	-4,132,305	-4,382,310	-4,647,440	-4,928,610	-5,226,791	-5,543,011	-5,878,364	-6,234,005	-64,000,000
(=) <b>Flujo de Caja Neto</b>	<b>948,835</b>	<b>929,604</b>	<b>909,800</b>	<b>315,108</b>	<b>294,106</b>	<b>272,478</b>	<b>250,205</b>	<b>227,269</b>	<b>-4,717,046</b>
<b>SALDO NORMAL</b>	<b>-7,915,617</b>	<b>-6,986,013</b>	<b>-6,076,213</b>	<b>-5,761,104</b>	<b>-5,466,998</b>	<b>-5,194,520</b>	<b>-4,944,315</b>	<b>-4,717,046</b>	
Flujo Descontado	554,231	507,704	464,591	150,452	131,297	113,735	97,650	82,933	
<b>SALDO DESCONTADO</b>	<b>-9,918,501</b>	<b>-9,410,798</b>	<b>-8,946,207</b>	<b>-8,795,755</b>	<b>-8,664,459</b>	<b>-8,550,724</b>	<b>-8,453,074</b>	<b>-8,370,141</b>	
PAYBACK									-
PAYBACK DESCONTADO									-

Fuente: Elaboración Propia

**Tabla 25: FLUJO DE FONDOS PROYECTADO CENTRAL RRO CON SERVICIO COMPLEMENTARIO  
EXPRESADO EN USD**

DESCRIPCIÓN	0	1	2	3	4	5	6	7
Ingresos por ventas de potencia		1,562,720	1,562,720	1,562,720	1,562,720	1,562,720	1,562,720	1,562,720
Ingresos por ventas de energía		6,642,621	6,642,621	6,642,621	6,642,621	6,642,621	6,642,621	6,642,621
Ingresos por ventas de servicios complementarios		-	1,455,231	1,177,131	962,657	660,644	1,571,149	1,151,370
(=) <b>TOTAL INGRESOS</b>	-	<b>8,205,341</b>	<b>9,660,572</b>	<b>9,382,472</b>	<b>9,167,998</b>	<b>8,865,985</b>	<b>9,776,490</b>	<b>9,356,711</b>
(-) Costos operativos		-525,437	-541,095	-557,220	-573,825	-590,925	-608,535	-626,669
(=) <b>TOTAL COSTOS DIRECTOS</b>	-	<b>-525,437</b>	<b>-541,095</b>	<b>-557,220</b>	<b>-573,825</b>	<b>-590,925</b>	<b>-608,535</b>	<b>-626,669</b>
(=) <b>MARGEN BRUTO</b>	-	<b>7,679,904</b>	<b>9,119,477</b>	<b>8,825,252</b>	<b>8,594,173</b>	<b>8,275,060</b>	<b>9,167,956</b>	<b>8,730,042</b>
(-) Depreciaciones		-1,600,000	-1,601,000	-1,601,000	-1,601,000	-1,601,000	-1,601,000	-1,601,000
(=) <b>TOTAL COSTOS INDIRECTOS</b>	-	<b>-1,600,000</b>	<b>-1,601,000</b>	<b>-1,601,000</b>	<b>-1,601,000</b>	<b>-1,601,000</b>	<b>-1,601,000</b>	<b>-1,601,000</b>
(=) <b>UAI</b>	-	<b>6,079,904</b>	<b>7,518,477</b>	<b>7,224,252</b>	<b>6,993,173</b>	<b>6,674,060</b>	<b>7,566,956</b>	<b>7,129,042</b>
(-) Intereses		-3,872,000	-3,706,281	-3,530,535	-3,344,157	-3,146,504	-2,936,892	-2,714,599
(=) UAI	-	<b>2,207,904</b>	<b>3,812,196</b>	<b>3,693,717</b>	<b>3,649,015</b>	<b>3,527,556</b>	<b>4,630,064</b>	<b>4,414,444</b>
(-) Impuestos (7%)		-	-	-	-	-	-	-
(=) <b>Utilidad Neta</b>	-	<b>2,207,904</b>	<b>3,812,196</b>	<b>3,693,717</b>	<b>3,649,015</b>	<b>3,527,556</b>	<b>4,630,064</b>	<b>4,414,444</b>
(+) Depreciaciones		1,600,000	1,601,000	1,601,000	1,601,000	1,601,000	1,601,000	1,601,000
(-) Inversión en Activos Fijos	-80,000,000	-20,000	-	-	-	-	-	-
(+) Préstamo Bancario	64,000,000	-	-	-	-	-	-	-
(-) Gastos para prestación de RRO	-	-27,200	-	-	-	-	-	-
(-) Abonos a capital	-	-2,739,162	-2,904,881	-3,080,626	-3,267,004	-3,464,658	-3,674,270	-3,896,563
(=) <b>Flujo de Caja Neto</b>	<b>-16,000,000</b>	<b>1,021,542</b>	<b>2,508,315</b>	<b>2,214,091</b>	<b>1,983,011</b>	<b>1,663,898</b>	<b>2,556,794</b>	<b>2,118,880</b>
<b>SALDO NORMAL</b>		<b>-14,978,458</b>	<b>-12,470,143</b>	<b>-10,256,052</b>	<b>-8,273,041</b>	<b>-6,609,144</b>	<b>-4,052,350</b>	<b>-1,933,469</b>
Flujo Descontado	-16,000,000	955,144	2,192,841	1,809,809	1,515,566	1,189,019	1,708,325	1,323,712
<b>SALDO DESCONTADO</b>		<b>-15,044,856</b>	<b>-12,852,016</b>	<b>-11,042,207</b>	<b>-9,526,640</b>	<b>-8,337,621</b>	<b>-6,629,296</b>	<b>-5,305,584</b>
<b>PAYBACK</b>								
<b>PAYBACK DESCONTADO</b>								
<b>VALOR PRESENTE NETO</b>		<b>17,127,583</b>	<b>1,127,583</b>					
<b>TASA INTERNA DE RETORNO</b>		<b>8.09%</b>						
<b>TIR MODIFICADA</b>		<b>7.44%</b>						
<b>PAYBACK</b>		<b>7.94</b>						
<b>PAYBACK DESCONTADO</b>		<b>12.67</b>						
<b>INDICE DE RENTABILIDAD</b>		<b>1.07</b>						

**Tabla 25(CONTINÚA...): FLUJO DE FONDOS PROYECTADO CENTRAL RRO CON SERVICIO COMPLEMENTARIO EXPRESADO EN USD**

DESCRIPCIÓN	8	9	10	11	12	13	14	15	TOTAL
Ingresos por ventas de potencia	1,562,720	1,562,720	1,562,720	1,562,720	1,562,720	1,562,720	1,562,720	1,562,720	23,440,800
Ingresos por ventas de energía	6,642,621	6,642,621	6,642,621	6,642,621	6,642,621	6,642,621	6,642,621	6,642,621	99,639,315
Ingresos por ventas de servicios complementarios	1,099,394	777,801	1,292,032	1,218,271	1,990,292	1,247,149	925,961	1,226,783	16,755,865
(=) <b>TOTAL INGRESOS</b>	<b>9,304,735</b>	<b>8,983,142</b>	<b>9,497,373</b>	<b>9,423,612</b>	<b>10,195,632</b>	<b>9,452,490</b>	<b>9,131,302</b>	<b>9,432,124</b>	<b>139,835,979</b>
(-) Costos operativos	-645,344	-664,575	-684,379	-704,774	-725,776	-747,404	-769,677	-792,613	-9,758,247
(=) <b>TOTAL COSTOS DIRECTOS</b>	<b>-645,344</b>	<b>-664,575</b>	<b>-684,379</b>	<b>-704,774</b>	<b>-725,776</b>	<b>-747,404</b>	<b>-769,677</b>	<b>-792,613</b>	<b>-9,758,247</b>
(=) <b>MARGEN BRUTO</b>	<b>8,659,391</b>	<b>8,318,567</b>	<b>8,812,994</b>	<b>8,718,838</b>	<b>9,469,857</b>	<b>8,705,086</b>	<b>8,361,625</b>	<b>8,639,511</b>	<b>130,077,732</b>
(-) Depreciaciones	-1,601,000	-1,601,000	-1,601,000	-1,601,000	-1,601,000	-1,601,000	-1,601,000	-1,601,000	-24,014,000
(=) <b>TOTAL COSTOS INDIRECTOS</b>	<b>-1,601,000</b>	<b>-24,014,000</b>							
(=) <b>UAII</b>	<b>7,058,391</b>	<b>6,717,567</b>	<b>7,211,994</b>	<b>7,117,838</b>	<b>7,868,857</b>	<b>7,104,086</b>	<b>6,760,625</b>	<b>7,038,511</b>	<b>106,063,732</b>
(-) Intereses	-2,478,856	-2,228,852	-1,963,722	-1,682,552	-1,384,371	-1,068,150	-732,798	-377,157	-35,167,428
(=) UAI	4,579,534	4,488,715	5,248,271	5,435,286	6,484,485	6,035,935	6,027,827	6,661,354	70,896,304
(-) Impuestos (7%)	-	-	-	-659,576	-713,617	-661,597	-639,114	-660,172	-3,334,077
(=) <b>Utilidad Neta</b>	<b>4,579,534</b>	<b>4,488,715</b>	<b>5,248,271</b>	<b>4,775,710</b>	<b>5,770,868</b>	<b>5,374,338</b>	<b>5,388,713</b>	<b>6,001,182</b>	<b>67,562,227</b>
(+) Depreciaciones	1,601,000	1,601,000	1,601,000	1,601,000	1,601,000	1,601,000	1,601,000	1,601,000	24,014,000
(-) Inversión en Activos Fijos	-	-	-	-	-	-	-	-	-80,020,000
(+) Préstamo Bancario	-	-	-	-	-	-	-	-	64,000,000
(-) Gastos para prestación de RRO	-	-	-	-	-	-	-	-	-27,200
(-) Abonos a capital	-4,132,305	-4,382,310	-4,647,440	-4,928,610	-5,226,791	-5,543,011	-5,878,364	-6,234,005	-64,000,000
(=) <b>Flujo de Caja Neto</b>	<b>2,048,229</b>	<b>1,707,405</b>	<b>2,201,832</b>	<b>1,448,100</b>	<b>2,145,077</b>	<b>1,432,327</b>	<b>1,111,349</b>	<b>1,368,177</b>	<b>75,529,027</b>
<b>SALDO NORMAL</b>	<b>114,760</b>	<b>1,822,165</b>	<b>4,023,996</b>	<b>5,472,097</b>	<b>7,617,174</b>	<b>9,049,501</b>	<b>10,160,850</b>	<b>11,529,027</b>	
Flujo Descontado	1,196,405	932,500	1,124,369	691,410	957,618	597,866	433,736	499,263	
<b>SALDO DESCONTADO</b>	<b>-4,109,179</b>	<b>-3,176,679</b>	<b>-2,052,310</b>	<b>-1,360,900</b>	<b>-403,282</b>	<b>194,585</b>	<b>628,320</b>	<b>1,127,583</b>	
PAYBACK	8								8
PAYBACK DESCONTADO						13			13

Fuente: Elaboración Propia

**Tabla 26: FLUJO DE FONDOS PROYECTADO CENTRAL RRa SIN SERVICIO COMPLEMENTARIO  
EXPRESADO EN USD**

DESCRIPCIÓN	0	1	2	3	4	5	6	7
Ingresos por ventas de potencia		4,800,000.00	4,800,000.00	4,800,000.00	4,800,000.00	4,800,000.00	4,800,000.00	4,800,000.00
Ingresos por ventas de energía		61,487,089.74	63,331,702.43	65,231,653.51	67,188,603.11	69,204,261.20	71,280,389.04	73,418,800.71
(=) <b>TOTAL INGRESOS</b>	-	<b>66,287,090</b>	<b>68,131,702</b>	<b>70,031,654</b>	<b>71,988,603</b>	<b>74,004,261</b>	<b>76,080,389</b>	<b>78,218,801</b>
(-) Costos operativos		-62,462,618	-64,324,004	-66,240,860	-68,214,837	-70,247,640	-72,341,019	-74,496,782
(=) <b>TOTAL COSTOS DIRECTOS</b>	-	<b>-62,462,618</b>	<b>-64,324,004</b>	<b>-66,240,860</b>	<b>-68,214,837</b>	<b>-70,247,640</b>	<b>-72,341,019</b>	<b>-74,496,782</b>
(=) <b>MARGEN BRUTO</b>	-	<b>3,824,471</b>	<b>3,807,698</b>	<b>3,790,794</b>	<b>3,773,766</b>	<b>3,756,622</b>	<b>3,739,370</b>	<b>3,722,019</b>
(-) Depreciaciones		-688,740	-688,740	-688,740	-688,740	-688,740	-688,740	-688,740
(=) <b>TOTAL COSTOS INDIRECTOS</b>	-	<b>-688,740</b>						
(=) <b>UAI</b>	-	<b>3,135,731</b>	<b>3,118,958</b>	<b>3,102,054</b>	<b>3,085,026</b>	<b>3,067,882</b>	<b>3,050,630</b>	<b>3,033,279</b>
(-) Intereses		-1,666,751	-1,595,415	-1,519,763	-1,439,534	-1,354,452	-1,264,222	-1,168,533
(=) UAI		1,468,980	1,523,543	1,582,291	1,645,491	1,713,430	1,786,408	1,864,746
(-) Impuestos (25%)		-367,245	-380,886	-395,573	-411,373	-428,357	-446,602	-466,187
(=) <b>Utilidad Neta</b>	-	<b>1,101,735</b>	<b>1,142,657</b>	<b>1,186,718</b>	<b>1,234,118</b>	<b>1,285,072</b>	<b>1,339,806</b>	<b>1,398,560</b>
(+) Depreciaciones		688,740	688,740	688,740	688,740	688,740	688,740	688,740
(-) Inversión en Activos Fijos	-34,437,000	-	-	-	-	-	-	-
(+) Préstamo Bancario	27,549,600	-	-	-	-	-	-	-
(-) Abonos a capital	-	-1,179,106	-1,250,442	-1,326,094	-1,406,323	-1,491,405	-1,581,635	-1,677,324
(=) <b>Flujo de Caja Neto</b>	<b>-6,887,400</b>	<b>611,369</b>	<b>580,955</b>	<b>549,364</b>	<b>516,536</b>	<b>482,407</b>	<b>446,911</b>	<b>409,975</b>
<b>SALDO NORMAL</b>		<b>-6,276,031</b>	<b>-5,695,076</b>	<b>-5,145,712</b>	<b>-4,629,177</b>	<b>-4,146,770</b>	<b>-3,699,859</b>	<b>-3,289,884</b>
Flujo Descontado	-6,887,400	577,728	518,778	463,574	411,888	363,507	318,229	275,865
<b>SALDO DESCONTADO</b>		<b>-6,309,672</b>	<b>-5,790,894</b>	<b>-5,327,320</b>	<b>-4,915,432</b>	<b>-4,551,925</b>	<b>-4,233,697</b>	<b>-3,957,832</b>
PAYBACK								
PAYBACK DESCONTADO								
VALOR PRESENTE NETO		<b>3,906,796</b>	<b>-2,980,604</b>					
TASA INTERNA DE RETORNO		<b>-3.99%</b>						
TIR MODIFICADA		<b>1.90%</b>						
PAYBACK		<b>MÁS DE 15</b>						
PAYBACK DESCONTADO		<b>MÁS DE 15</b>						
INDICE DE RENTABILIDAD		<b>0.57</b>						

**Tabla 26(CONTINÚA...): FLUJO DE FONDOS PROYECTADO CENTRAL RRa SIN SERVICIO  
COMPLEMENTARIO EXPRESADO EN USD**

DESCRIPCIÓN	8	9	10	11	12	13	14	15	TOTAL
Ingresos por ventas de potencia	4,800,000.00	4,800,000.00	4,800,000.00	4,800,000.00	4,800,000.00	4,800,000.00	4,800,000.00	4,800,000.00	72,000,000
Ingresos por ventas de energía	75,621,364.73	77,890,005.67	80,226,705.84	82,633,507.02	85,112,512.23	87,665,887.60	90,295,864.23	93,004,740.15	1,143,593,087
(=) <b>TOTAL INGRESOS</b>	<b>80,421,365</b>	<b>82,690,006</b>	<b>85,026,706</b>	<b>87,433,507</b>	<b>89,912,512</b>	<b>92,465,888</b>	<b>95,095,864</b>	<b>97,804,740</b>	<b>1,215,593,087</b>
(-) Costos operativos	-76,716,786	-79,002,946	-81,357,234	-83,781,679	-86,278,373	-88,849,469	-91,497,183	-94,223,799	-1,160,035,230
(=) <b>TOTAL COSTOS DIRECTOS</b>	<b>-76,716,786</b>	<b>-79,002,946</b>	<b>-81,357,234</b>	<b>-83,781,679</b>	<b>-86,278,373</b>	<b>-88,849,469</b>	<b>-91,497,183</b>	<b>-94,223,799</b>	<b>-1,160,035,230</b>
(=) <b>MARGEN BRUTO</b>	<b>3,704,579</b>	<b>3,687,060</b>	<b>3,669,472</b>	<b>3,651,828</b>	<b>3,634,139</b>	<b>3,616,419</b>	<b>3,598,681</b>	<b>3,580,941</b>	<b>55,557,857</b>
(-) Depreciaciones	-688,740	-688,740	-688,740	-688,740	-688,740	-688,740	-688,740	-688,740	-10,331,100
(=) <b>TOTAL COSTOS INDIRECTOS</b>	<b>-688,740</b>	<b>-10,331,100</b>							
(=) <b>UAI</b>	<b>3,015,839</b>	<b>2,998,320</b>	<b>2,980,732</b>	<b>2,963,088</b>	<b>2,945,399</b>	<b>2,927,679</b>	<b>2,909,941</b>	<b>2,892,201</b>	<b>45,226,757</b>
(-) Intereses	-1,067,055	-959,437	-845,309	-724,276	-595,920	-459,799	-315,442	-162,352	-15,138,259
(=) UAI	1,948,784	2,038,883	2,135,423	2,238,812	2,349,479	2,467,880	2,594,499	2,729,849	30,088,498
(-) Impuestos (25%)	-487,196	-509,721	-533,856	-559,703	-587,370	-616,970	-648,625	-682,462	-7,522,125
(=) <b>Utilidad Neta</b>	<b>1,461,588</b>	<b>1,529,162</b>	<b>1,601,567</b>	<b>1,679,109</b>	<b>1,762,109</b>	<b>1,850,910</b>	<b>1,945,874</b>	<b>2,047,387</b>	<b>22,566,374</b>
(+) Depreciaciones	688,740	688,740	688,740	688,740	688,740	688,740	688,740	688,740	10,331,100
(-) Inversión en Activos Fijos	-	-	-	-	-	-	-	-	-34,437,000
(+) Préstamo Bancario	-	-	-	-	-	-	-	-	27,549,600
(-) Abonos a capital	-1,778,803	-1,886,420	-2,000,548	-2,121,582	-2,249,937	-2,386,059	-2,530,415	-2,683,505	-27,549,600
(=) <b>Flujo de Caja Neto</b>	<b>371,526</b>	<b>331,482</b>	<b>289,759</b>	<b>246,267</b>	<b>200,912</b>	<b>153,591</b>	<b>104,199</b>	<b>52,622</b>	<b>-1,539,526</b>
<b>SALDO NORMAL</b>	<b>-2,918,359</b>	<b>-2,586,877</b>	<b>-2,297,118</b>	<b>-2,050,850</b>	<b>-1,849,938</b>	<b>-1,696,347</b>	<b>-1,592,148</b>	<b>-1,539,526</b>	<b>-1,539,526</b>
Flujo Descontado	236,236	199,176	164,526	132,137	101,869	73,591	47,178	22,514	
<b>SALDO DESCONTADO</b>	<b>-3,721,596</b>	<b>-3,522,419</b>	<b>-3,357,893</b>	<b>-3,225,756</b>	<b>-3,123,887</b>	<b>-3,050,296</b>	<b>-3,003,118</b>	<b>-2,980,604</b>	
PAYBACK									-
PAYBACK DESCONTADO									-

**Fuente: Elaboración Propia**

**Tabla 27: FLUJO DE FONDOS PROYECTADO CENTRAL RRa CON SERVICIO COMPLEMENTARIO  
EXPRESADO EN USD**

DESCRIPCIÓN	0	1	2	3	4	5	6	7
Ingresos por ventas de potencia		4,800,000.00	3,360,000.00	3,360,000.00	3,360,000.00	3,360,000.00	3,360,000.00	3,360,000.00
Ingresos por ventas de energía		61,487,089.74	63,331,702.43	65,231,653.51	67,188,603.11	69,204,261.20	71,280,389.04	73,418,800.71
Ingresos por ventas de servicios complementarios	-	-	3,563,305	3,185,277	3,520,315	3,225,824	3,331,855	3,789,772
(=) <b>TOTAL INGRESOS</b>	-	<b>66,287,090</b>	<b>70,255,008</b>	<b>71,776,931</b>	<b>74,068,918</b>	<b>75,790,085</b>	<b>77,972,244</b>	<b>80,568,573</b>
(-) Costos operativos		-62,462,618	-64,324,004	-66,240,860	-68,214,837	-70,247,640	-72,341,019	-74,496,782
(=) <b>TOTAL COSTOS DIRECTOS</b>	-	<b>-62,462,618</b>	<b>-64,324,004</b>	<b>-66,240,860</b>	<b>-68,214,837</b>	<b>-70,247,640</b>	<b>-72,341,019</b>	<b>-74,496,782</b>
(=) <b>MARGEN BRUTO</b>	-	<b>3,824,471</b>	<b>5,931,003</b>	<b>5,536,071</b>	<b>5,854,081</b>	<b>5,542,446</b>	<b>5,631,224</b>	<b>6,071,791</b>
(-) Depreciaciones		-688,740	-689,990	-689,990	-689,990	-689,990	-689,990	-689,990
(=) <b>TOTAL COSTOS INDIRECTOS</b>	-	<b>-688,740</b>	<b>-689,990</b>	<b>-689,990</b>	<b>-689,990</b>	<b>-689,990</b>	<b>-689,990</b>	<b>-689,990</b>
(=) <b>UAII</b>	-	<b>3,135,731</b>	<b>5,241,013</b>	<b>4,846,081</b>	<b>5,164,091</b>	<b>4,852,456</b>	<b>4,941,234</b>	<b>5,381,801</b>
(-) Intereses		-1,666,751	-1,595,415	-1,519,763	-1,439,534	-1,354,452	-1,264,222	-1,168,533
(=) <b>UAI</b>	-	<b>1,468,980</b>	<b>3,645,598</b>	<b>3,326,318</b>	<b>3,724,557</b>	<b>3,498,004</b>	<b>3,677,013</b>	<b>4,213,269</b>
(-) Impuestos (25%)		-367,245	-911,400	-831,580	-931,139	-874,501	-919,253	-1,053,317
(=) <b>Utilidad Neta</b>	-	<b>1,101,735</b>	<b>2,734,199</b>	<b>2,494,739</b>	<b>2,793,417</b>	<b>2,623,503</b>	<b>2,757,759</b>	<b>3,159,951</b>
(+) Depreciaciones		688,740	689,990	689,990	689,990	689,990	689,990	689,990
(-) Inversión en Activos Fijos	-34,437,000	-25,000	-	-	-	-	-	-
(+) Préstamo Bancario	27,549,600	-	-	-	-	-	-	-
(-) Gastos para prestación de RRa	-	-30,760	-	-	-	-	-	-
(-) Abonos a capital	-	-1,179,106	-1,250,442	-1,326,094	-1,406,323	-1,491,405	-1,581,635	-1,677,324
(=) <b>Flujo de Caja Neto</b>	<b>-6,887,400</b>	<b>555,609</b>	<b>2,173,746</b>	<b>1,858,634</b>	<b>2,077,085</b>	<b>1,822,088</b>	<b>1,866,114</b>	<b>2,172,617</b>
<b>SALDO NORMAL</b>		<b>-6,331,791</b>	<b>-4,158,045</b>	<b>-2,299,410</b>	<b>-222,326</b>	<b>1,599,762</b>	<b>3,465,876</b>	<b>5,638,493</b>
Flujo Descontado	-6,887,400	525,036	1,941,102	1,568,387	1,656,278	1,372,992	1,328,791	1,461,913
<b>SALDO DESCONTADO</b>		<b>-6,362,364</b>	<b>-4,421,262</b>	<b>-2,852,875</b>	<b>-1,196,597</b>	<b>176,395</b>	<b>1,505,186</b>	<b>2,967,098</b>
PAYBACK						4		
PAYBACK DESCONTADO						5		
<b>VALOR PRESENTE NETO</b>	<b>16,256,535</b>	<b>9,369,135</b>						
<b>TASA INTERNA DE RETORNO</b>	<b>22.51%</b>							
<b>TIR MODIFICADA</b>	<b>12.06%</b>							
<b>PAYBACK</b>	<b>4.12</b>							
<b>PAYBACK DESCONTADO</b>	<b>4.87</b>							
<b>INDICE DE RENTABILIDAD</b>	<b>2.36</b>							

**Tabla 27(CONTINÚA...): FLUJO DE FONDOS PROYECTADO CENTRAL RRa CON SERVICIO COMPLEMENTARIO EXPRESADO EN USD**

DESCRIPCIÓN	8	9	10	11	12	13	14	15	TOTAL
Ingresos por ventas de potencia	3,360,000.00	3,360,000.00	3,360,000.00	3,360,000.00	3,360,000.00	3,360,000.00	3,360,000.00	3,360,000.00	51,840,000
Ingresos por ventas de energía	75,621,364.73	77,890,005.67	80,226,705.84	82,633,507.02	85,112,512.23	87,665,887.60	90,295,864.23	93,004,740.15	1,143,593,087
Ingresos por ventas de servicios complementarios	2,945,125	2,825,550	3,519,083	3,278,013	3,227,436	2,912,414	3,060,121	3,613,000	45,997,090
(=) <b>TOTAL INGRESOS</b>	<b>81,926,490</b>	<b>84,075,556</b>	<b>87,105,789</b>	<b>89,271,520</b>	<b>91,699,948</b>	<b>93,938,302</b>	<b>96,715,985</b>	<b>99,977,740</b>	<b>1,241,430,178</b>
(-) Costos operativos	-76,716,786	-79,002,946	-81,357,234	-83,781,679	-86,278,373	-88,849,469	-91,497,183	-94,223,799	-1,160,035,230
(=) <b>TOTAL COSTOS DIRECTOS</b>	<b>-76,716,786</b>	<b>-79,002,946</b>	<b>-81,357,234</b>	<b>-83,781,679</b>	<b>-86,278,373</b>	<b>-88,849,469</b>	<b>-91,497,183</b>	<b>-94,223,799</b>	<b>-1,160,035,230</b>
(=) <b>MARGEN BRUTO</b>	<b>5,209,704</b>	<b>5,072,610</b>	<b>5,748,555</b>	<b>5,489,841</b>	<b>5,421,575</b>	<b>5,088,833</b>	<b>5,218,802</b>	<b>5,753,941</b>	<b>81,394,948</b>
(-) Depreciaciones	-689,990	-689,990	-689,990	-689,990	-689,990	-689,990	-689,990	-689,990	-10,348,600
(=) <b>TOTAL COSTOS INDIRECTOS</b>	<b>-689,990</b>	<b>-10,348,600</b>							
(=) <b>UAIL</b>	<b>4,519,714</b>	<b>4,382,620</b>	<b>5,058,565</b>	<b>4,799,851</b>	<b>4,731,585</b>	<b>4,398,843</b>	<b>4,528,812</b>	<b>5,063,951</b>	<b>71,046,348</b>
(-) Intereses	-1,067,055	-959,437	-845,309	-724,276	-595,920	-459,799	-315,442	-162,352	-15,138,259
(=) UAI	3,452,659	3,423,182	4,213,256	4,075,575	4,135,665	3,939,044	4,213,370	4,901,599	55,908,089
(-) Impuestos (25%)	-863,165	-855,796	-1,053,314	-1,018,894	-1,033,916	-984,761	-1,053,342	-1,225,400	-13,977,022
(=) <b>Utilidad Neta</b>	<b>2,589,494</b>	<b>2,567,387</b>	<b>3,159,942</b>	<b>3,056,682</b>	<b>3,101,749</b>	<b>2,954,283</b>	<b>3,160,027</b>	<b>3,676,199</b>	<b>41,931,067</b>
(+) Depreciaciones	689,990	689,990	689,990	689,990	689,990	689,990	689,990	689,990	10,348,600
(-) Inversión en Activos Fijos	-	-	-	-	-	-	-	-	-34,462,000
(+) Préstamo Bancario	-	-	-	-	-	-	-	-	27,549,600
(-) Gastos para prestación de RRa	-	-	-	-	-	-	-	-	-30,760
(-) Abonos a capital	-1,778,803	-1,886,420	-2,000,548	-2,121,582	-2,249,937	-2,386,059	-2,530,415	-2,683,505	-27,549,600
(=) <b>Flujo de Caja Neto</b>	<b>1,500,682</b>	<b>1,370,957</b>	<b>1,849,384</b>	<b>1,625,090</b>	<b>1,541,802</b>	<b>1,258,214</b>	<b>1,319,602</b>	<b>1,682,684</b>	<b>17,817,667</b>
<b>SALDO NORMAL</b>	<b>7,139,175</b>	<b>8,510,131</b>	<b>10,359,515</b>	<b>11,984,605</b>	<b>13,526,406</b>	<b>14,784,621</b>	<b>16,104,223</b>	<b>17,786,907</b>	
Flujo Descontado	954,216	823,762	1,050,085	871,956	781,746	602,853	597,475	719,944	
<b>SALDO DESCONTADO</b>	<b>3,921,314</b>	<b>4,745,076</b>	<b>5,795,161</b>	<b>6,667,117</b>	<b>7,448,863</b>	<b>8,051,716</b>	<b>8,649,191</b>	<b>9,369,135</b>	
PAYBACK									4
PAYBACK DESCONTADO									5

**Fuente: Elaboración Propia**

#### **4.8. Análisis de escenarios y sensibilidad**

Se realizó un análisis considerando tres escenarios: optimista, esperado y pesimista. En el escenario optimista se espera un incremento de 10% en los ingresos por energía y un decremento de 10% en los costos operativos para la central RRO, un incremento del 2% en los ingresos por energía y un decremento de 2% en los costos operativos para la central RRa, el escenario esperado no considera cambios en los ingresos y costos de ambas centrales y el escenario pesimista considera un decremento de 10% en los ingresos por energía y un incremento de 10% en los costos operativos para la central RRO, un decremento del 2% en los ingresos por energía y un incremento de 2% en los costos operativos para la central RRa.

No se consideran cambios en los ingresos por potencia debido a que las condiciones estipuladas en los contratos a largo plazo para este tipo de transacciones suelen ser fijas. Asimismo, para cada escenario se considera un análisis de sensibilidad respecto al porcentaje de préstamo a tomar, variando en escalones de 10% desde el 20% hasta el 80%.

**Tabla 28: Sensibilidad respecto a porcentaje de préstamo escenario optimista**

**Central RRO sin servicio complementario**

DESCRIPCIÓN	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%
CCPP	10.11%	9.66%	9.21%	8.75%	8.30%	7.85%	7.40%	6.95%
VPN	<b>-16,295,572</b>	<b>-13,282,340</b>	<b>-10,551,055</b>	<b>-8,120,352</b>	<b>-6,010,229</b>	<b>-4,242,152</b>	<b>-2,839,171</b>	<b>-1,826,045</b>
TIR	5.81%	5.78%	5.74%	5.69%	5.62%	5.50%	5.30%	4.87%
TIR MODIFICADA	8.24%	7.97%	7.70%	7.42%	7.13%	6.84%	6.50%	6.09%
PAYBACK	9.6	9.6	9.6	9.6	9.5	9.5	9.4	9.3
PAYBACK DESCONTADO	MÁS DE 15	MÁS DE 15	MÁS DE 15	MÁS DE 15	MÁS DE 15	MÁS DE 15	MÁS DE 15	MÁS DE 15
INDICE DE RENTABILIDAD	0.77	0.79	0.81	0.83	0.85	0.87	0.88	0.89

**Central RRO con servicio complementario**

DESCRIPCIÓN	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%
CCPP	10.11%	9.66%	9.21%	8.75%	8.30%	7.85%	7.40%	6.95%
VPN	<b>-8,595,161</b>	<b>-5,356,948</b>	<b>-2,391,005</b>	<b>284,548</b>	<b>2,650,263</b>	<b>4,685,255</b>	<b>6,367,095</b>	<b>7,671,679</b>
TIR	7.94%	8.17%	8.46%	8.86%	9.40%	10.20%	11.51%	14.04%
TIR MODIFICADA	9.18%	9.02%	8.89%	8.80%	8.77%	8.84%	9.10%	9.78%
PAYBACK	8.5	8.3	8.2	7.9	7.7	7.3	6.8	5.9
PAYBACK DESCONTADO	MÁS DE 15	MÁS DE 15	MÁS DE 15	14.8	13.1	11.5	9.8	7.9
INDICE DE RENTABILIDAD	0.88	0.92	0.96	1.01	1.07	1.15	1.27	1.48

**Central RRa sin servicio complementario**

DESCRIPCIÓN	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%
CCPP	10.32%	9.68%	9.04%	8.39%	7.75%	7.11%	6.47%	5.82%
VPN	<b>5,151,364</b>	<b>7,514,766</b>	<b>9,769,660</b>	<b>11,904,516</b>	<b>13,906,506</b>	<b>15,761,350</b>	<b>17,453,134</b>	<b>18,964,122</b>
TIR	13.10%	14.05%	15.25%	16.82%	18.95%	22.04%	27.01%	36.52%
TIR MODIFICADA	11.46%	11.46%	11.54%	11.73%	12.09%	12.70%	13.72%	15.58%
PAYBACK	6.6	6.3	5.9	5.5	5.0	4.4	3.7	2.8
PAYBACK DESCONTADO	11.3	9.9	8.7	7.6	6.5	5.4	4.3	3.1
INDICE DE RENTABILIDAD	1.17	1.27	1.41	1.58	1.81	2.14	2.69	3.75

**Central RRa con servicio complementario**

DESCRIPCIÓN	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%
CCPP	10.32%	9.68%	9.04%	8.39%	7.75%	7.11%	6.47%	5.82%
VPN	<b>14,328,167</b>	<b>17,066,892</b>	<b>19,719,907</b>	<b>22,277,428</b>	<b>24,728,531</b>	<b>27,061,005</b>	<b>29,261,204</b>	<b>31,313,861</b>
TIR	17.56%	18.95%	20.68%	22.93%	25.97%	30.35%	37.30%	50.36%
TIR MODIFICADA	13.15%	13.26%	13.47%	13.81%	14.34%	15.16%	16.44%	18.63%
PAYBACK	5.3	5.0	4.6	4.3	3.8	3.3	2.8	2.1
PAYBACK DESCONTADO	7.9	7.0	6.2	5.5	4.7	3.9	3.1	2.3
INDICE DE RENTABILIDAD	1.46	1.62	1.82	2.08	2.44	2.96	3.83	5.55

Fuente: Elaboración propia

Figura 11

Comportamiento VPN versus porcentaje de préstamo escenario optimista



Fuente: Elaboración propia

**Tabla 29: Sensibilidad respecto a porcentaje de préstamo escenario esperado**

**Central RRO sin servicio complementario**

DESCRIPCIÓN	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%
CCPP	10.11%	9.66%	9.21%	8.75%	8.30%	7.85%	7.40%	6.95%
VPN	<b>-21,717,079</b>	<b>-18,844,884</b>	<b>-16,260,528</b>	<b>-13,982,958</b>	<b>-12,032,502</b>	<b>-10,430,977</b>	<b>-9,201,805</b>	<b>-8,370,141</b>
TIR	4.25%	4.01%	3.70%	3.27%	2.64%	1.65%	-0.19%	-5.14%
TIR MODIFICADA	7.50%	7.14%	6.74%	6.29%	5.75%	5.05%	4.00%	1.80%
PAYBACK	10.7	10.9	11.1	11.4	11.9	12.8	MÁS DE 15	MÁS DE 15
PAYBACK DESCONTADO	MÁS DE 15	MÁS DE 15	MÁS DE 15					
INDICE DE RENTABILIDAD	0.70	0.71	0.71	0.71	0.70	0.67	0.62	0.48

**Central RRO con servicio complementario**

DESCRIPCIÓN	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%
CCPP	10.11%	9.66%	9.21%	8.75%	8.30%	7.85%	7.40%	6.95%
VPN	<b>-14,016,669</b>	<b>-10,919,492</b>	<b>-8,100,478</b>	<b>-5,578,058</b>	<b>-3,372,010</b>	<b>-1,503,570</b>	<b>4,461</b>	<b>1,127,583</b>
TIR	6.50%	6.56%	6.63%	6.73%	6.86%	7.07%	7.41%	8.09%
TIR MODIFICADA	8.53%	8.30%	8.07%	7.86%	7.67%	7.51%	7.40%	7.44%
PAYBACK	9.3	9.2	9.2	9.1	9.0	8.8	8.5	7.9
PAYBACK DESCONTADO	MÁS DE 15	MÁS DE 15	MÁS DE 15	MÁS DE 15	MÁS DE 15	MÁS DE 15	15.0	12.7
INDICE DE RENTABILIDAD	0.81	0.83	0.86	0.88	0.92	0.95	1.00	1.07

**Central RRa sin servicio complementario**

DESCRIPCIÓN	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%
CCPP	10.32%	9.68%	9.04%	8.39%	7.75%	7.11%	6.47%	5.82%
VPN	<b>-11,167,336</b>	<b>-9,464,453</b>	<b>-7,911,808</b>	<b>-6,524,215</b>	<b>-5,318,084</b>	<b>-4,311,610</b>	<b>-3,524,980</b>	<b>-2,980,604</b>
TIR	3.21%	3.03%	2.79%	2.47%	2.00%	1.25%	-0.17%	-3.99%
TIR MODIFICADA	7.08%	6.64%	6.18%	5.69%	5.13%	4.46%	3.54%	1.90%
PAYBACK	11.7	11.8	12.0	12.2	12.6	13.3	MÁS DE 15	MÁS DE 15
PAYBACK DESCONTADO	MÁS DE 15	MÁS DE 15	MÁS DE 15	MÁS DE 15	MÁS DE 15	MÁS DE 15	MÁS DE 15	MÁS DE 15
INDICE DE RENTABILIDAD	0.64	0.66	0.67	0.68	0.69	0.69	0.66	0.57

**Central RRa con servicio complementario**

DESCRIPCIÓN	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%
CCPP	10.32%	9.68%	9.04%	8.39%	7.75%	7.11%	6.47%	5.82%
VPN	<b>-1,990,534</b>	<b>87,673</b>	<b>2,038,439</b>	<b>3,848,698</b>	<b>5,503,940</b>	<b>6,988,045</b>	<b>8,283,090</b>	<b>9,369,135</b>
TIR	9.19%	9.73%	10.42%	11.33%	12.56%	14.36%	17.21%	22.51%
TIR MODIFICADA	9.84%	9.70%	9.63%	9.64%	9.76%	10.08%	10.73%	12.06%
PAYBACK	7.9	7.6	7.2	6.8	6.4	5.9	5.1	4.1
PAYBACK DESCONTADO	MÁS DE 15	14.9	12.8	11.0	9.5	7.9	6.4	4.9
INDICE DE RENTABILIDAD	0.94	1.00	1.08	1.19	1.32	1.51	1.80	2.36

Fuente: Elaboración propia

Figura 12

Comportamiento VPN versus porcentaje de préstamo escenario esperado



Fuente: Elaboración propia

**Tabla 30: Sensibilidad respecto a porcentaje de préstamo escenario pesimista**  
**Central RRO sin servicio complementario**

DESCRIPCIÓN	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%
CCPP	10.11%	9.66%	9.21%	8.75%	8.30%	7.85%	7.40%	6.95%
VPN	-27,138,586	-24,407,428	-21,970,001	-19,845,564	-18,054,775	-16,619,802	-15,564,438	-14,914,236
TIR	2.59%	2.11%	1.47%	0.58%	-0.76%	-3.04%	-8.21%	-177.50%
TIR MODIFICADA	6.69%	6.20%	5.64%	4.95%	4.06%	2.71%	0.17%	-7.34%
PAYBACK	12.1	12.6	13.2	14.2	MÁS DE 15	MÁS DE 15	MÁS DE 15	MÁS DE 15
PAYBACK	MÁS DE 15							
DESCONTADO								
INDICE DE								
RENTABILIDAD	0.62	0.62	0.61	0.59	0.55	0.48	0.35	0.07

### Central RRO con servicio complementario

DESCRIPCIÓN	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%
CCPP	10.11%	9.66%	9.21%	8.75%	8.30%	7.85%	7.40%	6.95%
VPN	-19,438,176	-16,482,036	-13,809,951	-11,440,664	-9,394,283	-7,692,394	-6,358,173	-5,416,512
TIR	5.00%	4.86%	4.68%	4.45%	4.11%	3.59%	2.68%	0.69%
TIR MODIFICADA	7.82%	7.50%	7.16%	6.80%	6.39%	5.89%	5.22%	4.05%
PAYBACK	10.2	10.3	10.4	10.5	10.7	11.1	11.6	13.6
PAYBACK	MÁS DE 15	MÁS DE 15	MÁS DE 15	MÁS DE 15	MÁS DE 15	MÁS DE 15	MÁS DE 15	MÁS DE 15
DESCONTADO								
INDICE DE								
RENTABILIDAD	0.73	0.74	0.75	0.76	0.77	0.76	0.74	0.66

### Central RRa sin servicio complementario

DESCRIPCIÓN	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%
CCPP	10.32%	9.68%	9.04%	8.39%	7.75%	7.11%	6.47%	5.82%
VPN	-27,486,037	-26,443,672	-25,593,275	-24,952,945	-24,542,675	-24,384,570	-24,503,093	-24,925,330
TIR	-171.37%	-175.32%	-178.05%	-180.37%	-182.56%	-184.84%	-187.44%	-190.83%
TIR MODIFICADA	-4.35%	-8.55%	-15.90%	-100.00%	-100.00%	-100.00%	-100.00%	-100.00%
PAYBACK	MÁS DE 15							
PAYBACK	MÁS DE 15							
DESCONTADO								
INDICE DE								
RENTABILIDAD	0.11	0.04	-0.06	-0.21	-0.43	-0.77	-1.37	-2.62

### Central RRa con servicio complementario

DESCRIPCIÓN	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%
CCPP	10.32%	9.68%	9.04%	8.39%	7.75%	7.11%	6.47%	5.82%
VPN	-18,309,234	-16,891,546	-15,643,028	-14,580,032	-13,720,650	-13,084,915	-12,695,023	-12,575,591
TIR	-3.22%	-4.64%	-6.81%	-10.91%	-127.09%	-176.89%	-182.11%	-187.22%
TIR MODIFICADA	3.94%	2.95%	1.69%	-0.02%	-2.22%	-5.06%	-9.74%	-18.24%
PAYBACK	MÁS DE 15							
PAYBACK	MÁS DE 15							
DESCONTADO								
INDICE DE								
RENTABILIDAD	0.41	0.39	0.35	0.29	0.20	0.05	-0.23	-0.83

Fuente: Elaboración propia

Figura 13

Comportamiento VPN versus porcentaje de préstamo escenario pesimista



Fuente: Elaboración propia

#### **4.8.1. Análisis escenario optimista**

El escenario optimista para la central RRO sin servicio complementario muestra no ser rentable bajo ningún porcentaje de préstamo a 15 años, esto se debe en parte a la elevada inversión inicial, la cual está contemplada para compensarse más adelante en la vida útil del proyecto incluso si se considera un incremento del 10% en sus ingresos. Los costos de esta central son bajos en comparación con sus ingresos, por lo que un decremento del 10% no es muy significativo para su rentabilidad.

El escenario cambia cuando se considera la prestación de servicios complementarios, siendo la inversión rentable a 15 años al tener un porcentaje de por lo menos el 40%, pudiendo incrementar el VPN hasta 7.6 millones de dólares con un porcentaje de 80% de deuda.

Tanto la TIR como la TIRM sin servicio complementario muestran un comportamiento levemente descendente con respecto al aumento de deuda indicando que el proyecto genera flujos netos positivos, no obstante, estos flujos no justifican el incremento en la deuda.

Al tomar en consideración la prestación de servicios complementarios, tanto la TIR como la TIRM invierten su tendencia y presentan aumentos conforme se aumenta el porcentaje de deuda, esto se aprecia en los porcentajes de deuda más elevados, el punto donde tanto la TIR como la TIRM superan el CCPP es con un porcentaje de deuda del 40%.

El payback es menor a 15 años indicando que la inversión puede ser recuperada en todos los escenarios, no obstante, el indicador de payback descontado tomando en cuenta el CCPP es mayor a 15 años debido a que la inversión no es recuperada en el periodo indicado sin la prestación de servicios complementarios. Cuando se toma en cuenta la prestación de RRO, el indicador payback descontado puede llegar a

un mínimo de 7.9 años con el porcentaje de préstamo en 80% correspondiendo a las condiciones de mayor rentabilidad en un escenario optimista.

La central RRa sin servicio complementario en un escenario optimista muestra ser rentable bajo todos los porcentajes de préstamo. Esta rentabilidad elevada proviene de un leve incremento del 2% en sus ingresos por energía y un decremento del 2% en sus costos operativos, sin embargo, tomando en cuenta que estos rubros son los más elevados para esta central, el escenario considerado representa un ingreso neto de 2.5 millones de dólares adicionales al año, provenientes de actividades de arbitraje, este supuesto continúa siendo muy optimista bajo las condiciones de mercado actuales.

La central con servicio complementario muestra un incremento generalizado en el VPN, tomando en consideración que se han disminuido los ingresos por potencia, bajo estas condiciones es factible realizar el proyecto con únicamente un 10% de deuda, en caso no se quiera incurrir en deuda o utilizar excedentes de efectivo del inversor.

La TIR y TIRM muestran un aumento generalizado conforme aumenta el porcentaje de préstamo, indicando que bajo las condiciones planteadas incrementar el apalancamiento financiero del proyecto incrementará su rentabilidad en el periodo de 15 años. Esta tendencia se observa para la central sin y con servicios complementarios.

Esto se ve igualmente reflejado en el payback y payback descontado con un decremento con respecto al porcentaje de deuda, debido a que conforme se incrementa la deuda, la inversión inicial disminuye y es recuperada más rápidamente incluso con el incremento de los costos financieros. Los índices de rentabilidad alcanzan un máximo de 3.75 y 5.55 sin servicios complementarios y con servicios complementarios respectivamente, ambos con un porcentaje del 80%

de deuda, indicando que bajo condiciones optimistas cada dólar de inversión puede multiplicarse por un factor por encima de 3 y 5.

#### **4.8.2. Análisis escenario esperado**

El escenario esperado para la central RRO sin servicio complementario muestra no ser rentable a 15 años bajo ningún porcentaje de deuda. Al tomar en consideración la prestación de servicios complementarios y un porcentaje de deuda de por lo menos 70% la inversión es rentable, pudiendo esta recuperarse en 15 años dejando el resto de la vida útil de la central para producir ganancias adicionales a las requeridas.

Para el escenario sin servicios complementarios la TIR y TIRM muestran un decremento con respecto al porcentaje de deuda, llegando a valores negativos con un porcentaje de deuda del 70% indicando que a partir de estos valores continuar con la operación con estos costos financieros representan pérdidas de efectivo para la empresa, no obstante, con la prestación de servicios complementarios la TIR y TIRM presentan valores positivos, para el caso de la TIR, se muestra incremento con respecto a la deuda, indicando que es posible tomar ventaja del apalancamiento financiero hasta el punto de superar el CCPP. Tanto la TIR como la TIRM superan el CCPP a partir del 70% de deuda, sin embargo, el valor de la TIRM presenta un valor más apegado al CCPP con un 80% de deuda, ilustrando la ventaja de este indicador.

Los indicadores payback y payback descontado tienen menores valores para la central con servicios complementarios, alcanzando valores mínimos con un 80% de deuda, siendo este escenario el único donde el payback descontado es menor a 15 años. Asimismo, los índices de rentabilidad superan el valor de 1 únicamente en los escenarios con servicios complementarios y por encima de un 70% de deuda, siendo coincidentes con las conclusiones del VPN y el payback descontado.

La central RRa no es rentable bajo ningún escenario esperado con ningún porcentaje de deuda, sin embargo, al considerar la prestación de servicios complementarios y un porcentaje de deuda de por lo menos 20%, se cumple con la rentabilidad requerida. Este análisis muestra que un punto clave para recuperar la inversión antes de la finalización de un contrato a largo plazo de 15 años es la prestación de servicios complementarios.

Las tendencias de la TIR y TIRM son similares al caso de la central RRO, con la salvedad que al igual que en el escenario optimista, el incremento de la TIR y TIRM con servicios complementarios es mayor para la central RRa, lo cual indica que este proyecto puede sacar mayor provecho del apalancamiento financiero.

La tendencia del payback y payback descontado es a la baja conforme se aumenta el porcentaje de deuda, llegando a un mínimo de 4.9 años para el payback descontado con un 80% de deuda y con la prestación de servicios complementarios. Asimismo, el índice de rentabilidad alcanza un máximo de 2.36 bajo el mismo escenario, considerablemente menor que el valor obtenido en el escenario optimista, sin embargo, continúa siendo atractivo en términos absolutos.

#### **4.8.3. Análisis escenario pesimista**

Los escenarios pesimistas muestran resultados negativos en todos los casos evaluados. Para la central RRO, afectar sus ingresos por energía tiene un alto impacto en su rentabilidad, sin embargo, sus costos nuevamente no representan mayor impacto al continuar siendo pequeños en comparación con sus ingresos.

En todos los casos, los valores de la TIR y TRIM están por debajo de los CCPP requeridos, llegando a valores negativos elevados, muestra de los riesgos existentes al recurrir a la deuda para un proyecto en el que no se tiene certeza sobre los futuros costos e ingresos.

Los valores de payback están por debajo de 15 años para porcentajes de deuda menores a 50% sin servicio complementario y con todos los porcentajes de deuda con servicio complementario, sin embargo, el valor de payback descontado supera los 15 años en ambos casos, indicando la no factibilidad del proyecto en un escenario pesimista.

El índice de rentabilidad no supera el valor de 1 bajo ningún porcentaje de deuda, no obstante, este indicador permanece positivo indicando que, aunque la inversión no ha sido compensada, ha tenido flujos de efectivo positivos y es posible que posterior al periodo de 15 años la inversión inicial sea recuperada.

Para la central RRa, el escenario pesimista es el recíproco del escenario optimista, es decir, las condiciones propuestas representan una disminución neta de aproximadamente 2.5 millones de dólares, castigando su posible rentabilidad y llevando a pérdidas elevadas que no consiguen recuperar la inversión inicial, y en su lugar acumulan pérdidas en el tiempo, lo cual se refleja en los elevados valores negativos de la TIR y TIRM en escenarios tanto sin y con servicios complementarios.

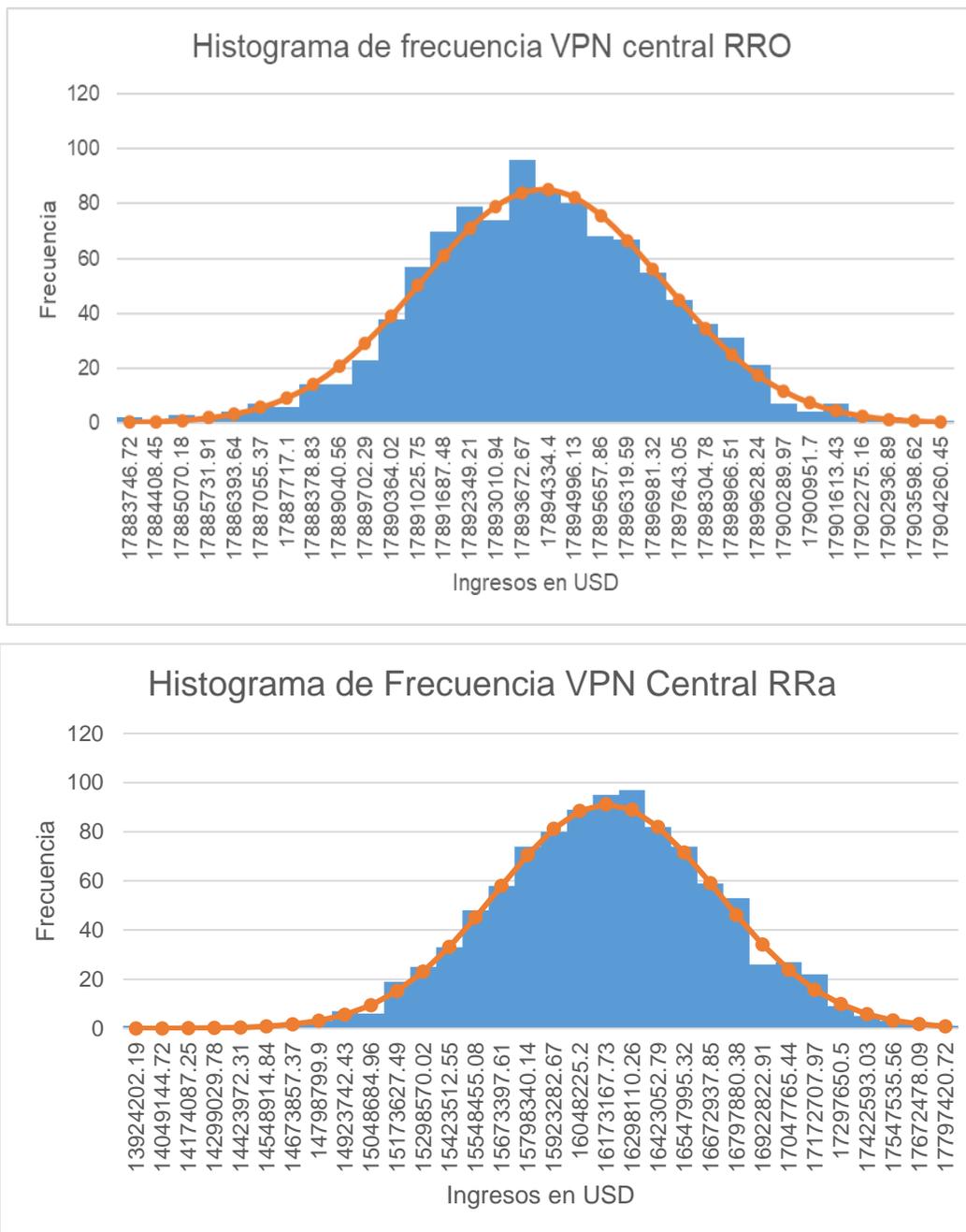
Tanto el payback como el payback descontado de la central superan los 15 años del periodo de estudio, y en el caso de la RRa, no existe una certeza de que pueda recuperarse la inversión inicial en un escenario pesimista, indicando que, debido a su frágil estructura de costos, la central podría llevar a graves pérdidas, incluso con la prestación de servicios complementarios.

En algunos escenarios para mantener el proyecto operando será necesario añadir efectivo por parte de los inversionistas. Continuar con el negocio bajo estas condiciones requiere un análisis detenido por parte de los accionistas puesto que se ha tomado en cuenta la prestación de servicios complementarios para incrementar los ingresos de la central y en condiciones pesimistas, este incremento no muestra ser suficiente para cubrir los costos del proyecto.

#### **4.9. Análisis de simulación**

Los resultados de la sección anterior muestran que en el escenario esperado es mejor tomar el mayor porcentaje de deuda posible, por lo tanto, para analizar el impacto de los ingresos por prestación de servicios complementarios se realizó un análisis de simulación en el escenario esperado con un 80% de deuda, tomando en cuenta la distribución estadística de los ingresos por prestación de RRO y RRa.

**Figura 14**  
**Histograma de frecuencia resultados análisis de simulación VPN y TIR**  
**centrales RRO y RRa**



Fuente: Elaboración propia en Microsoft Excel.

**Tabla 31: RESULTADOS ANÁLISIS DE SIMULACIÓN RRO Y RRa**

<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>VALOR MEDIO VPN (USD)</b>	<b>DESV. EST. VPN (USD)</b>
Central RRO	17,894,177	3,061
Central RRa	16,178,322	530,674

Fuente: Elaboración propia.

En los resultados del análisis de simulación se observa que el VPN se comporta de acuerdo con una distribución normal para las centrales que prestarán RRO y RRa. Los resultados indican que bajo el escenario esperado con un 80% de deuda, se tiene una certeza del 95% de que el VPN estará por encima de \$17,889,141 y \$15,305,439 para la central RRO y central RRa respectivamente, esto tomando como base la distribución normal correspondiente a los VPN y desviaciones estándar calculados. El aumento en la dispersión del VPN de la central RRa puede atribuirse a la dispersión en sus ingresos por RRa, la cual es más elevada en comparación con los ingresos por prestación de RRO.

A partir de estas comparaciones se concluye que la prestación de servicios complementarios incrementa el rendimiento sobre la inversión de los proyectos con un grado de riesgo aceptable, debido en gran medida a los elevados flujos de efectivo a obtener en comparación con la inversión inicial que se requiere para prestar estos servicios, la cual es menor a 100,000 USD en ambos casos.

Adicionalmente debe tenerse en cuenta que, en el caso de la RRO la prestación de este servicio no implica un incremento en los egresos o un costo de oportunidad significativo, según el análisis, los demás flujos de efectivo de la operación normal han permanecido inalterados, exceptuando los costos fiscales.

No obstante, en el caso de la central que prestará RRa debe tenerse en consideración el costo de oportunidad de los ingresos por venta de potencia que dejan de percibir. Para propósitos de esta investigación, se considera que los

ingresos normales de la central que prestará RRa por venta de potencia corresponden a la venta total de 160 MW de potencia a un precio de 2.5 USD/kw-mes, sin embargo, en el caso que la central pueda vender su potencia a un mayor precio, como podría ser el precio de referencia de la potencia (8.9 UDS/kw-mes) el costo de oportunidad de esta venta de potencia podría ser demasiado elevado para prestar el servicio de RRa, siendo una opción no atractiva.

Otro escenario propuesto sería donde la central no ha podido vender el total de su potencia y el prestar el servicio de RRa implica un costo de oportunidad de cero, en dicho escenario, el incremento en el VPN con respecto a la operación normal podría ser mucho mayor al ilustrado en esta sección.



## CONCLUSIONES

1. La prestación de los servicios complementarios RRO y RRa durante los primeros 15 años de operación de una central representa una oportunidad que incrementa su rentabilidad y permite la recuperación de la inversión en el plazo indicado, por lo tanto, si se combina la prestación de servicios complementarios junto con la participación en el mercado de oportunidad y el mercado a término a través de un contrato de compra y venta de energía y potencia a largo plazo, se aumenta la probabilidad de recuperación de la inversión en un plazo menor o igual a 15 años.
2. Los valores presentes netos calculados bajo un análisis de simulación para las centrales RRO y RRa con un 80% de deuda y una probabilidad de excedencia del 95% es de \$17,889,141 y \$15,305,439. Estos elevados valores indican que bajo los escenarios planteados ambas centrales son rentables con un grado de riesgo aceptable.
3. El costo de habilitación para prestar el servicio complementario de RRO consiste en las adecuaciones técnicas a las máquinas de la central y el sobrecosto asumido para la realización de las pruebas de sintonización contenidas en la normativa vigente, las cuales se valorizan como el producto del precio marginal de RRO, la cantidad de MW a habilitar y el número de horas utilizadas en total para la realización de las pruebas. En los casos evaluados, el sobrecosto no supera los 100,000 USD.
4. Los flujos de efectivo mensuales de la prestación del servicio de RRO se comportan según una distribución gamma, con parámetros alpha y beta propios para cada central según sus características. Los flujos de efectivo mensuales de la prestación del servicio de RRa no fueron pronosticados bajo alguna distribución probabilística específica, sin embargo, estos pueden pronosticarse en función de las condiciones propias de la central y las condiciones del mercado.

5. La prestación del servicio de RRO no representa un costo de oportunidad en la operación de la central, debido a que la misma puede prestar el servicio sin sacrificar la posibilidad de respaldar contratos de demanda nacional o realizar exportaciones hacia los mercados internacionales.

6. La prestación del servicio de RRa sí representa un costo de oportunidad para la central al perder la posibilidad de respaldar contratos nacionales o de exportación con la potencia de las unidades que prestarán el servicio. El criterio utilizado fue que la central puede vender el total de su potencia con un precio de 2.5 USD/kw-mes. Bajo esta premisa la proyección de resultados con servicios complementario implica una disminución del 30% en los ingresos por potencia, sin embargo, a pesar de este costo, se superó a la proyección de resultados sin servicio complementario, por lo que el costo de oportunidad es superado. No obstante, si la central puede vender el total de su potencia con un precio más favorable, se debe realizar el análisis nuevamente.

## RECOMENDACIONES

1. Evaluar el riesgo y rendimiento de la prestación del servicio complementario de Reserva Rodante Operativa para centrales de generación hidroeléctrica, en escenarios de condiciones para subir y bajar potencia.
2. Evaluar el riesgo y rendimiento del servicio complementario de Reserva Rápida para centrales de generación térmica, en conjunto con un mercado que permitiera el servicio complementario de Reserva Fría.
3. Considerar la prestación de servicios complementarios como alternativa ante las condiciones actuales del mercado de energía eléctrica evaluando el costo de oportunidad para condiciones de mercado más propicias, es decir, con mayor demanda.
4. Utilizar el análisis post-audit para evaluar los resultados obtenidos y compararlos con los pronosticados al inicio de la inversión para prestar servicios complementarios.
5. Evaluar la posibilidad de realizar adecuaciones normativas para equilibrar la rentabilidad en la prestación de los dos servicios, a través de los límites establecidos para ambos servicios, precio máximo de oferta de RRO y RRa. Bajo los escenarios analizados, es posible una disminución en el precio máximo de oferta de RRO y un incremento en el precio máximo de remuneración de RRa.



## BIBLIOGRAFÍA

### Libros

Besley, S. y Brigham, E. (2009). Fundamentos de Administración Financiera (14<sup>a</sup>. ed.). México: Cengage Learning.

Cano, A. (2016). Análisis de desempeño y propuesta de dimensionamiento de la reserva rodante operativa de un sistema nacional interconectado. (Tesis de licenciatura inédita) Universidad de San Carlos, Guatemala.

Carrillo, I. (2018). El contador público y auditor como gerente financiero, en la determinación del costo de ventas de una hidroeléctrica con un contrato de abastecimiento tipo a - contrato por diferencias con curva de carga. (Tesis de licenciatura inédita). Universidad de San Carlos, Guatemala, Guatemala.

Gitman, L. y Zutter, C. (2012). Principios de Administración Financiera (12<sup>a</sup>. ed.). México: Pearson

López, E. (2016). Conversión de estados financieros de moneda de registro a funcional de una empresa generadora de energía eléctrica que opera con combustible bunker, aplicando la norma internacional de información financiera para pequeñas y medianas entidades sección 30 –conversión de la moneda extranjera. (Tesis de licenciatura inédita) Universidad de San Carlos, Guatemala, Guatemala.

Morales, H. (2017). Administración de costos en plantas hidroeléctricas, mediante el proceso de adquisición de bienes y servicios, aplicando herramientas de planificación de recursos empresariales, en Guatemala. (Tesis de licenciatura inédita). Universidad de San Carlos, Guatemala, Guatemala.

Moyer, R., McGuigan, J. y Kretlow, W. (2006). Contemporary Financial Management (10<sup>a</sup>. ed.). Estados Unidos: Thomson South-Western.

Ortiz, K. (2016). Sistema de administración de inventarios utilizando el método ABC y su impacto en la rentabilidad de empresas generadoras de energía eléctrica en Guatemala (Tesis de maestría inédita). Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala.

Pérez, J. (2014). Analisis de viabilidad financiera de inversión en energía de fuente solar fotovoltaica en el departamento de Jutiapa de la república de Guatemala (Tesis de maestría inédita). Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala.

Rojas, J. (2016). Evaluación de las implicaciones del nuevo marco regulatorio del mercado eléctrico en la región centroamericana, en el caso del mercado eléctrico de Guatemala, para las transacciones de electricidad hacia la región centroamericana. (Tesis de maestría inédita). Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala.

Santiago, M., Añó O. y Reta, R. (2015). Despacho Regional de Energía y Reserva Considerando el Beneficio Social de los Sistemas Participantes. Revista Técnica Energía, Vol. 12, pp 92-101 Recuperado de <http://eds.b.ebscohost.com/eds/pdfviewer/pdfviewer?vid=1&sid=10545059-7e7d-4c7f-9ea6-6d720771922f%40sessionmgr103>

Stevenson, W. (1975). Análisis de Sistemas de Potencia (2ª. ed.). México: McGraw Hill.

Walpole, R., Myers, R. y Myers, S. (2012) Probabilidad y estadística para ingeniería y ciencias (9a. Ed.) México: Pearson Educación.

Zhou, J. (2009). Optimization of Power System Operation Estados Unidos: Institute of Electrical and Electronics Engineers.

### **Fuentes electrónicas**

Administrador del Mercado Mayorista (AMM). (2008). Norma de Coordinación Comercial 8 (NCC-8) Resolución 216-04 Recuperado de: [https://www.amm.org.gt/portal/?wpfb\\_dl=17NCC-8%20actualizado%2008-2021.pdf/](https://www.amm.org.gt/portal/?wpfb_dl=17NCC-8%20actualizado%2008-2021.pdf/)

Administrador del Mercado Mayorista (AMM). (2008). Norma de Coordinación Operativa 3 (NCO-3) Resolución 157-14 Recuperado de: [https://www.amm.org.gt/portal/?wpfb\\_dl=26NCO-03%20actualizado%2008-2021.pdf/](https://www.amm.org.gt/portal/?wpfb_dl=26NCO-03%20actualizado%2008-2021.pdf/)

Administrador del Mercado Mayorista (AMM). (2008). Norma de Coordinación Operativa 4 (NCO-4) Resolución 157-15 Recuperado de: [https://www.amm.org.gt/portal/?wpfb\\_dl=27NCO-04%20actualizado%2008-2021.pdf](https://www.amm.org.gt/portal/?wpfb_dl=27NCO-04%20actualizado%2008-2021.pdf)

Administrador del Mercado Mayorista (AMM). (2021). Programación de Largo Plazo mayo 2021- abril 2022. Recuperado de: [https://www.amm.org.gt/pdfs2/programas\\_despacho/03\\_PROGRAMAS\\_DE\\_LARGO\\_PLAZO/2021-2022/02\\_PLP20210501\\_VD.pdf](https://www.amm.org.gt/pdfs2/programas_despacho/03_PROGRAMAS_DE_LARGO_PLAZO/2021-2022/02_PLP20210501_VD.pdf)

Banco de Guatemala (BANGUAT). (2022). Página inicio. Recuperado de: <https://www.banguat.gob.gt/>

Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE). (2002). Informe de gestión 1997-2002. Recuperado de: <https://www.cnee.gob.gt/xhtml/memo/informe-labores97-2002.pdf>

Damodaran Online (2022). Aswath Damodaran. Data: Archives. Recuperado de: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

Economipedia (2021). Riesgo sistemático. Autor: Alfonso Peiro Ucha Recuperado de: <https://economipedia.com/definiciones/riesgo-sistematico.html>

Instituto Nacional de Electrificación (INDE). (2021). Evolución de la electricidad en Guatemala. Recuperado de: <http://www.inde.gob.gt/blogs/evolucion-de-la-electricidad-en-guatemala/>

Traders.Studio (2021). Modelo de fijación de precios de activos de capital (CAPM). Recuperado de: <https://traders.studio/modelo-de-fijacion-de-precios-de-activos-de-capital-capm/>

Superintendencia de Bancos de Guatemala (2022). Tasas promedio ponderada de cartera de créditos por actividad económica moneda extranjera Recuperado de: <https://www.sib.gob.gt/ConsultaDinamica/?cons=21>

## GLOSARIO

<b>Año Estacional</b>	Período de doce meses que inicia el uno de mayo y termina el treinta de abril del año siguiente.
<b>Demanda Firme</b>	Es la demanda de potencia calculada por el Administrador del Mercado Mayorista, que debe ser contratada por cada Distribuidor o Gran Usuario, en el Año Estacional correspondiente.
<b>Demanda firme Efectiva</b>	Es la demanda máxima mensual de cada Distribuidor o Gran Usuario, registrada durante los períodos de máxima demanda diaria del SNI, más las pérdidas y reservas necesarias que haya determinado el AMM.
<b>Factor de Pérdidas Nodales</b>	Factor de pérdidas nodales de Energía durante la hora de máxima demanda anual registrado en el mercado mayorista
<b>Gran Usuario</b>	Es aquel cuya demanda de potencia excede al límite estipulado en la Ley general de Electricidad.
<b>Motores reciprocantes</b>	Motor basado en un compresor de gases que funciona por el desplazamiento de un émbolo

dentro de un cilindro movido por un cigüeñal para obtener gases a alta presión.

<b>Megavatio (MW)</b>	Unidad de medición de potencia equivalente a un millón de watts.
<b>Megavatio-hora (MWh)</b>	Unidad de medición de energía. Se define como el trabajo realizado por una potencia de un MW durante una hora.
<b>Oferta Firme</b>	Es una característica técnica de cada unidad generadora que se calcula en función de su potencia máxima y de su disponibilidad, o la relacionada con las transacciones internacionales.
<b>Precio de Oportunidad de la Energía o Precio Spot</b>	Es el valor del costo marginal de corto plazo de la energía en cada hora.



## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Costo operativo por RRO y RRa años 2015 a 2020.....	53
Tabla 2: Porcentajes de RRO requeridos para la operación del SNI .....	54
Tabla 3: Márgenes de RRa recomendados por año estacional.....	55
Tabla 4: Unidades generadoras habilitadas para prestar servicio de RRO .....	56
Tabla 5: Unidades generadoras habilitadas para prestar servicio de RRa.....	57
Tabla 6: Ventas de RRO anuales por central expresadas en MW .....	58
Tabla 7: Ingresos anuales de centrales que prestan servicio de RRO en el SNI durante el periodo de estudio .....	58
Tabla 8: Ventas de RRa anuales por central expresadas en MW .....	59
Tabla 9: Ingresos anuales de centrales que prestan servicio de RRa en el SNI durante el periodo de estudio .....	59
Tabla 10: Características de centrales de estudio.....	59
Tabla 11: Inversión inicial por tipo de tecnología.....	60
Tabla 12: Costo de adecuación por unidad para prestar servicios complementarios .....	62
Tabla 13: Sobrecosto asumido por la empresa para prestar los servicios complementarios .....	63
Tabla 14: Ingresos por operación normal .....	64
Tabla 15: Egresos por operación normal .....	65
Tabla 16: Costos fiscales de cada central.....	66

Tabla 17: Gastos no desembolsables operación normal.....	67
Tabla 18: Resultados de la aplicación de la regla para asignación de RRO horaria periodo de estudio.....	69
Tabla 19: Estadística descriptiva remuneración mensual de RRO por central.....	70
Tabla 20: Variables observadas en la prestación del servicio de RRA .....	73
Tabla 21: Estadística descriptiva remuneración mensual de RRa por central.....	75
Tabla 22: Cálculo de TREMA Inversionistas .....	78
Tabla 23: Costo préstamo bancario .....	79
Tabla 24: FLUJO DE FONDOS PROYECTADO CENTRAL RRO SIN SERVICIO COMPLEMENTARIO EXPRESADO EN USD.....	82
Tabla 25: FLUJO DE FONDOS PROYECTADO CENTRAL RRO CON SERVICIO COMPLEMENTARIO EXPRESADO EN USD.....	84
Tabla 26: FLUJO DE FONDOS PROYECTADO CENTRAL RRa SIN SERVICIO COMPLEMENTARIO EXPRESADO EN USD.....	86
Tabla 27: FLUJO DE FONDOS PROYECTADO CENTRAL RRa CON SERVICIO COMPLEMENTARIO EXPRESADO EN USD.....	88
Tabla 28: Sensibilidad respecto a porcentaje de préstamo escenario optimista ...	91
Tabla 29: Sensibilidad respecto a porcentaje de préstamo escenario esperado...	93
Tabla 30: Sensibilidad respecto a porcentaje de préstamo escenario pesimista ..	95
Tabla 31: RESULTADOS ANÁLISIS DE SIMULACIÓN RRO Y RRa .....	104

## ÍNDICE DE FIGURAS

Jerarquía entes del subsector eléctrico en Guatemala .....	4
Marco legal subsector eléctrico de Guatemala.....	5
Comportamiento de la demanda de Energía y Potencia 1990 a 2020 .....	12
Parque generador de Guatemala .....	13
Riesgo no sistemático diversificable y riesgo sistemático .....	27
Línea de mercado de valores .....	28
Elementos de un sistema eléctrico de potencia .....	33
Rango de regulación para servicio de RRO .....	38
Histograma de frecuencia de ingresos mensuales por prestación servicio RRO ..	71
Histograma de frecuencia de ingresos mensuales por prestación servicio RRa ...	75
Comportamiento VPN versus porcentaje de préstamo escenario optimista.....	92
Comportamiento VPN versus porcentaje de préstamo escenario esperado .....	94
Comportamiento VPN versus porcentaje de préstamo escenario pesimista .....	96
Histograma de frecuencia resultados análisis de simulación VPN y TIR centrales RRO y RRa.....	103



## ANEXOS

## Escenarios optimistas con 80% de deuda

## Central RRO sin servicio complementario

DESCRIPCIÓN	0	1	2	3	4	5	6	7
Ingresos por ventas de potencia		1,562,720.00	1,562,720.00	1,562,720.00	1,562,720.00	1,562,720.00	1,562,720.00	1,562,720.00
Ingresos por ventas de energía		7,306,883.08	7,306,883.08	7,306,883.08	7,306,883.08	7,306,883.08	7,306,883.08	7,306,883.08
(=) <b>TOTAL INGRESOS</b>	-	<b>8,869,603</b>	<b>8,869,603</b>	<b>8,869,603</b>	<b>8,869,603</b>	<b>8,869,603</b>	<b>8,869,603</b>	<b>8,869,603</b>
(-) Costos operativos		-472,893	-486,986	-501,498	-516,443	-531,833	-547,681	-564,002
(=) <b>TOTAL COSTOS DIRECTOS</b>	-	<b>-472,893</b>	<b>-486,986</b>	<b>-501,498</b>	<b>-516,443</b>	<b>-531,833</b>	<b>-547,681</b>	<b>-564,002</b>
(=) <b>MARGEN BRUTO</b>	-	<b>8,396,710</b>	<b>8,382,617</b>	<b>8,368,105</b>	<b>8,353,161</b>	<b>8,337,771</b>	<b>8,321,922</b>	<b>8,305,601</b>
(-) Depreciaciones		-1,600,000	-1,600,000	-1,600,000	-1,600,000	-1,600,000	-1,600,000	-1,600,000
(=) <b>TOTAL COSTOS INDIRECTOS</b>	-	<b>-1,600,000</b>	<b>-1,600,000</b>	<b>-1,600,000</b>	<b>-1,600,000</b>	<b>-1,600,000</b>	<b>-1,600,000</b>	<b>-1,600,000</b>
(=) <b>UAI</b>	-	<b>6,796,710</b>	<b>6,782,617</b>	<b>6,768,105</b>	<b>6,753,161</b>	<b>6,737,771</b>	<b>6,721,922</b>	<b>6,705,601</b>
(-) Intereses		-3,872,000	-3,706,281	-3,530,535	-3,344,157	-3,146,504	-2,936,892	-2,714,599
(=) UAI	-	<b>2,924,710</b>	<b>3,076,337</b>	<b>3,237,570</b>	<b>3,409,003</b>	<b>3,591,267</b>	<b>3,785,030</b>	<b>3,991,002</b>
(-) Impuestos (7%)		-	-	-	-	-	-	-
(=) <b>Utilidad Neta</b>	-	<b>2,924,710</b>	<b>3,076,337</b>	<b>3,237,570</b>	<b>3,409,003</b>	<b>3,591,267</b>	<b>3,785,030</b>	<b>3,991,002</b>
(+) Depreciaciones		1,600,000	1,600,000	1,600,000	1,600,000	1,600,000	1,600,000	1,600,000
(-) Inversión en Activos Fijos	-80,000,000	-	-	-	-	-	-	-
(+) Préstamo Bancario	64,000,000	-	-	-	-	-	-	-
(-) Abonos a capital		-2,739,162	-2,904,881	-3,080,626	-3,267,004	-3,464,658	-3,674,270	-3,896,563
(=) <b>Flujo de Caja Neto</b>	<b>-16,000,000</b>	<b>1,785,548</b>	<b>1,771,455</b>	<b>1,756,943</b>	<b>1,741,999</b>	<b>1,726,609</b>	<b>1,710,760</b>	<b>1,694,439</b>
<b>SALDO NORMAL</b>		<b>-14,214,452</b>	<b>-12,442,997</b>	<b>-10,686,054</b>	<b>-8,944,055</b>	<b>-7,217,446</b>	<b>-5,506,686</b>	<b>-3,812,247</b>
Flujo Descontado	-16,000,000	1,669,490	1,548,657	1,436,135	1,331,367	1,233,833	1,143,046	1,058,554
<b>SALDO DESCONTADO</b>		<b>-14,330,510</b>	<b>-12,781,853</b>	<b>-11,345,718</b>	<b>-10,014,352</b>	<b>-8,780,519</b>	<b>-7,637,473</b>	<b>-6,578,918</b>
<b>PAYBACK</b>								
<b>PAYBACK DESCONTADO</b>								
<b>VALOR PRESENTE NETO</b>	<b>14,173,955</b>	<b>-1,826,045</b>						
<b>TASA INTERNA DE RETORNO</b>	<b>4.87%</b>							
<b>TIR MODIFICADA</b>	<b>6.09%</b>							
<b>PAYBACK</b>	<b>9.29</b>							
<b>PAYBACK DESCONTADO</b>	<b>MÁS DE 15</b>							
<b>INDICE DE RENTABILIDAD</b>	<b>0.89</b>							



### Central RRO con servicio complementario

DESCRIPCIÓN	0	1	2	3	4	5	6	7
Ingresos por ventas de potencia		1,562,720	1,562,720	1,562,720	1,562,720	1,562,720	1,562,720	1,562,720
Ingresos por ventas de energía		7,306,883	7,306,883	7,306,883	7,306,883	7,306,883	7,306,883	7,306,883
Ingresos por ventas de servicios complementarios		-	1,455,231	1,177,131	962,657	660,644	1,571,149	1,151,370
(=) <b>TOTAL INGRESOS</b>	-	<b>8,869,603</b>	<b>10,324,835</b>	<b>10,046,734</b>	<b>9,832,260</b>	<b>9,530,247</b>	<b>10,440,753</b>	<b>10,020,973</b>
(-) Costos operativos		-472,893	-486,986	-501,498	-516,443	-531,833	-547,681	-564,002
(=) <b>TOTAL COSTOS DIRECTOS</b>	-	<b>-472,893</b>	<b>-486,986</b>	<b>-501,498</b>	<b>-516,443</b>	<b>-531,833</b>	<b>-547,681</b>	<b>-564,002</b>
(=) <b>MARGEN BRUTO</b>	-	<b>8,396,710</b>	<b>9,837,849</b>	<b>9,545,236</b>	<b>9,315,817</b>	<b>8,998,414</b>	<b>9,893,071</b>	<b>9,456,971</b>
(-) Depreciaciones		-1,600,000	-1,601,000	-1,601,000	-1,601,000	-1,601,000	-1,601,000	-1,601,000
(=) <b>TOTAL COSTOS INDIRECTOS</b>	-	<b>-1,600,000</b>	<b>-1,601,000</b>	<b>-1,601,000</b>	<b>-1,601,000</b>	<b>-1,601,000</b>	<b>-1,601,000</b>	<b>-1,601,000</b>
(=) <b>UAI</b>	-	<b>6,796,710</b>	<b>8,236,849</b>	<b>7,944,236</b>	<b>7,714,817</b>	<b>7,397,414</b>	<b>8,292,071</b>	<b>7,855,971</b>
(-) Intereses		-3,872,000	-3,706,281	-3,530,535	-3,344,157	-3,146,504	-2,936,892	-2,714,599
(=) UAI	-	<b>2,924,710</b>	<b>4,530,568</b>	<b>4,413,701</b>	<b>4,370,660</b>	<b>4,250,911</b>	<b>5,355,179</b>	<b>5,141,373</b>
(-) Impuestos (7%)		-	-	-	-	-	-	-
(=) <b>Utilidad Neta</b>	-	<b>2,924,710</b>	<b>4,530,568</b>	<b>4,413,701</b>	<b>4,370,660</b>	<b>4,250,911</b>	<b>5,355,179</b>	<b>5,141,373</b>
(+) Depreciaciones		1,600,000	1,601,000	1,601,000	1,601,000	1,601,000	1,601,000	1,601,000
(-) Inversión en Activos Fijos	-80,000,000	-20,000	-	-	-	-	-	-
(+) Préstamo Bancario	64,000,000	-	-	-	-	-	-	-
(-) Gastos para prestación de RRO	-	-27,200	-	-	-	-	-	-
(-) Abonos a capital	-	-2,739,162	-2,904,881	-3,080,626	-3,267,004	-3,464,658	-3,674,270	-3,896,563
(=) <b>Flujo de Caja Neto</b>	<b>-16,000,000</b>	<b>1,738,348</b>	<b>3,226,687</b>	<b>2,934,075</b>	<b>2,704,656</b>	<b>2,387,252</b>	<b>3,281,910</b>	<b>2,845,809</b>
<b>SALDO NORMAL</b>		<b>-14,261,652</b>	<b>-11,034,965</b>	<b>-8,100,891</b>	<b>-5,396,235</b>	<b>-3,008,983</b>	<b>272,927</b>	<b>3,118,736</b>
Flujo Descontado	-16,000,000	1,625,358	2,820,861	2,398,328	2,067,102	1,705,928	2,192,812	1,777,841
<b>SALDO DESCONTADO</b>		<b>-14,374,642</b>	<b>-11,553,780</b>	<b>-9,155,452</b>	<b>-7,088,351</b>	<b>-5,382,423</b>	<b>-3,189,611</b>	<b>-1,411,770</b>
PAYBACK								6
PAYBACK DESCONTADO								
VALOR PRESENTE NETO	<b>23,671,679</b>	<b>7,671,679</b>						
TASA INTERNA DE RETORNO	<b>14.04%</b>							
TIR MODIFICADA	<b>9.78%</b>							
PAYBACK	<b>5.92</b>							
PAYBACK DESCONTADO	<b>7.87</b>							
INDICE DE RENTABILIDAD	<b>1.48</b>							



### Central RRA sin servicio complementario

DESCRIPCIÓN	0	1	2	3	4	5	6	7
Ingresos por ventas de potencia		4,800,000.00	4,800,000.00	4,800,000.00	4,800,000.00	4,800,000.00	4,800,000.00	4,800,000.00
Ingresos por ventas de energía		62,716,831.53	64,598,336.48	66,536,286.58	68,532,375.17	70,588,346.43	72,705,996.82	74,887,176.73
(=) <b>TOTAL INGRESOS</b>	-	<b>67,516,832</b>	<b>69,398,336</b>	<b>71,336,287</b>	<b>73,332,375</b>	<b>75,388,346</b>	<b>77,505,997</b>	<b>79,687,177</b>
(-) Costos operativos		-61,213,366	-63,037,524	-64,916,043	-66,850,541	-68,842,687	-70,894,199	-73,006,846
(=) <b>TOTAL COSTOS DIRECTOS</b>	-	<b>-61,213,366</b>	<b>-63,037,524</b>	<b>-64,916,043</b>	<b>-66,850,541</b>	<b>-68,842,687</b>	<b>-70,894,199</b>	<b>-73,006,846</b>
(=) <b>MARGEN BRUTO</b>	-	<b>6,303,465</b>	<b>6,360,812</b>	<b>6,420,244</b>	<b>6,481,834</b>	<b>6,545,660</b>	<b>6,611,798</b>	<b>6,680,331</b>
(-) Depreciaciones		-688,740	-688,740	-688,740	-688,740	-688,740	-688,740	-688,740
(=) <b>TOTAL COSTOS INDIRECTOS</b>	-	<b>-688,740</b>						
(=) <b>UAIL</b>	-	<b>5,614,725</b>	<b>5,672,072</b>	<b>5,731,504</b>	<b>5,793,094</b>	<b>5,856,920</b>	<b>5,923,058</b>	<b>5,991,591</b>
(-) Intereses		-1,666,751	-1,595,415	-1,519,763	-1,439,534	-1,354,452	-1,264,222	-1,168,533
(=) UAI	-	<b>3,947,975</b>	<b>4,076,657</b>	<b>4,211,741</b>	<b>4,353,560</b>	<b>4,502,468</b>	<b>4,658,836</b>	<b>4,823,058</b>
(-) Impuestos (25%)		-986,994	-1,019,164	-1,052,935	-1,088,390	-1,125,617	-1,164,709	-1,205,764
(=) <b>Utilidad Neta</b>	-	<b>2,960,981</b>	<b>3,057,493</b>	<b>3,158,806</b>	<b>3,265,170</b>	<b>3,376,851</b>	<b>3,494,127</b>	<b>3,617,293</b>
(+) Depreciaciones		688,740	688,740	688,740	688,740	688,740	688,740	688,740
(-) Inversión en Activos Fijos	-34,437,000	-	-	-	-	-	-	-
(+) Préstamo Bancario	27,549,600	-	-	-	-	-	-	-
(-) Abonos a capital		-1,179,106	-1,250,442	-1,326,094	-1,406,323	-1,491,405	-1,581,635	-1,677,324
(=) <b>Flujo de Caja Neto</b>	<b>-6,887,400</b>	<b>2,470,615</b>	<b>2,495,791</b>	<b>2,521,451</b>	<b>2,547,587</b>	<b>2,574,185</b>	<b>2,601,232</b>	<b>2,628,709</b>
<b>SALDO NORMAL</b>		<b>-4,416,785</b>	<b>-1,920,995</b>	<b>600,456</b>	<b>3,148,044</b>	<b>5,722,229</b>	<b>8,323,461</b>	<b>10,952,170</b>
Flujo Descontado	-6,887,400	2,334,666	2,228,680	2,127,697	2,031,459	1,939,718	1,852,241	1,768,808
<b>SALDO DESCONTADO</b>		<b>-4,552,734</b>	<b>-2,324,055</b>	<b>-196,357</b>	<b>1,835,102</b>	<b>3,774,820</b>	<b>5,627,061</b>	<b>7,395,870</b>
PAYBACK				3				
PAYBACK DESCONTADO					3			
<b>VALOR PRESENTE NETO</b>	<b>25,851,522</b>	<b>18,964,122</b>						
<b>TASA INTERNA DE RETORNO</b>	<b>36.52%</b>							
<b>TIR MODIFICADA</b>	<b>15.58%</b>							
<b>PAYBACK</b>	<b>2.76</b>							
<b>PAYBACK DESCONTADO</b>	<b>3.10</b>							
<b>INDICE DE RENTABILIDAD</b>	<b>3.75</b>							



### Central RRa con servicio complementario

DESCRIPCIÓN	0	1	2	3	4	5	6	7
Ingresos por ventas de potencia		4,800,000.00	3,360,000.00	3,360,000.00	3,360,000.00	3,360,000.00	3,360,000.00	3,360,000.00
Ingresos por ventas de energía		62,716,831.53	64,598,336.48	66,536,286.58	68,532,375.17	70,588,346.43	72,705,996.82	74,887,176.73
Ingresos por ventas de servicios complementarios	-	-	3,563,305	3,185,277	3,520,315	3,225,824	3,331,855	3,789,772
(=) <b>TOTAL INGRESOS</b>	-	<b>67,516,832</b>	<b>71,521,642</b>	<b>73,081,564</b>	<b>75,412,690</b>	<b>77,174,171</b>	<b>79,397,851</b>	<b>82,036,949</b>
(-) Costos operativos		-61,213,366	-63,037,524	-64,916,043	-66,850,541	-68,842,687	-70,894,199	-73,006,846
(=) <b>TOTAL COSTOS DIRECTOS</b>	-	<b>-61,213,366</b>	<b>-63,037,524</b>	<b>-64,916,043</b>	<b>-66,850,541</b>	<b>-68,842,687</b>	<b>-70,894,199</b>	<b>-73,006,846</b>
(=) <b>MARGEN BRUTO</b>	-	<b>6,303,465</b>	<b>8,484,117</b>	<b>8,165,521</b>	<b>8,562,150</b>	<b>8,331,484</b>	<b>8,503,653</b>	<b>9,030,103</b>
(-) Depreciaciones	-	-688,740	-689,990	-689,990	-689,990	-689,990	-689,990	-689,990
(=) <b>TOTAL COSTOS INDIRECTOS</b>	-	<b>-688,740</b>	<b>-689,990</b>	<b>-689,990</b>	<b>-689,990</b>	<b>-689,990</b>	<b>-689,990</b>	<b>-689,990</b>
(=) <b>UAI</b>	-	<b>5,614,725</b>	<b>7,794,127</b>	<b>7,475,531</b>	<b>7,872,160</b>	<b>7,641,494</b>	<b>7,813,663</b>	<b>8,340,113</b>
(-) Intereses		-1,666,751	-1,595,415	-1,519,763	-1,439,534	-1,354,452	-1,264,222	-1,168,533
(=) UAI	-	3,947,975	6,198,712	5,955,768	6,432,625	6,287,042	6,549,441	7,171,580
(-) Impuestos (25%)		-986,994	-1,549,678	-1,488,942	-1,608,156	-1,571,761	-1,637,360	-1,792,895
(=) <b>Utilidad Neta</b>	-	<b>2,960,981</b>	<b>4,649,034</b>	<b>4,466,826</b>	<b>4,824,469</b>	<b>4,715,282</b>	<b>4,912,081</b>	<b>5,378,685</b>
(+) Depreciaciones		688,740	689,990	689,990	689,990	689,990	689,990	689,990
(-) Inversión en Activos Fijos	-34,437,000	-25,000	-	-	-	-	-	-
(+) Préstamo Bancario	27,549,600	-	-	-	-	-	-	-
(-) Gastos para prestación de RRa	-	-30,760	-	-	-	-	-	-
(-) Abonos a capital	-	-1,179,106	-1,250,442	-1,326,094	-1,406,323	-1,491,405	-1,581,635	-1,677,324
(=) <b>Flujo de Caja Neto</b>	<b>-6,887,400</b>	<b>2,414,855</b>	<b>4,088,582</b>	<b>3,830,722</b>	<b>4,108,136</b>	<b>3,913,866</b>	<b>4,020,435</b>	<b>4,391,351</b>
<b>SALDO NORMAL</b>		<b>-4,472,545</b>	<b>-383,964</b>	<b>3,446,758</b>	<b>7,554,895</b>	<b>11,468,761</b>	<b>15,489,196</b>	<b>19,880,547</b>
Flujo Descontado	-6,887,400	2,281,974	3,651,003	3,232,510	3,275,849	2,949,203	2,862,804	2,954,857
<b>SALDO DESCONTADO</b>		<b>-4,605,426</b>	<b>-954,423</b>	<b>2,278,087</b>	<b>5,553,936</b>	<b>8,503,140</b>	<b>11,365,943</b>	<b>14,320,800</b>
PAYBACK					2			
PAYBACK DESCONTADO					2			
<b>VALOR PRESENTE NETO</b>	<b>38,201,261</b>	<b>31,313,861</b>						
<b>TASA INTERNA DE RETORNO</b>	<b>50.36%</b>							
<b>TIR MODIFICADA</b>	<b>18.63%</b>							
<b>PAYBACK</b>	<b>2.10</b>							
<b>PAYBACK DESCONTADO</b>	<b>2.30</b>							
<b>INDICE DE RENTABILIDAD</b>	<b>5.55</b>							



## Escenarios pesimistas con 80% de deuda

### Central RRO sin servicio complementario

DESCRIPCIÓN	0	1	2	3	4	5	6	7
Ingresos por ventas de potencia		1,562,720.00	1,562,720.00	1,562,720.00	1,562,720.00	1,562,720.00	1,562,720.00	1,562,720.00
Ingresos por ventas de energía		5,978,358.88	5,978,358.88	5,978,358.88	5,978,358.88	5,978,358.88	5,978,358.88	5,978,358.88
(=) <b>TOTAL INGRESOS</b>	-	<b>7,541,079</b>						
(-) Costos operativos		-577,981	-595,205	-612,942	-631,208	-650,018	-669,388	-689,336
(=) <b>TOTAL COSTOS DIRECTOS</b>	-	<b>-577,981</b>	<b>-595,205</b>	<b>-612,942</b>	<b>-631,208</b>	<b>-650,018</b>	<b>-669,388</b>	<b>-689,336</b>
(=) <b>MARGEN BRUTO</b>	-	<b>6,963,098</b>	<b>6,945,874</b>	<b>6,928,137</b>	<b>6,909,871</b>	<b>6,891,061</b>	<b>6,871,691</b>	<b>6,851,743</b>
(-) Depreciaciones	-	-1,600,000	-1,600,000	-1,600,000	-1,600,000	-1,600,000	-1,600,000	-1,600,000
(=) <b>TOTAL COSTOS INDIRECTOS</b>	-	<b>-1,600,000</b>						
(=) <b>UAI</b>	-	<b>5,363,098</b>	<b>5,345,874</b>	<b>5,328,137</b>	<b>5,309,871</b>	<b>5,291,061</b>	<b>5,271,691</b>	<b>5,251,743</b>
(-) Intereses		-3,872,000	-3,706,281	-3,530,535	-3,344,157	-3,146,504	-2,936,892	-2,714,599
(=) UAI	-	1,491,098	1,639,593	1,797,602	1,965,714	2,144,558	2,334,799	2,537,144
(-) Impuestos (7%)		-	-	-	-	-	-	-
(=) <b>Utilidad Neta</b>	-	<b>1,491,098</b>	<b>1,639,593</b>	<b>1,797,602</b>	<b>1,965,714</b>	<b>2,144,558</b>	<b>2,334,799</b>	<b>2,537,144</b>
(+) Depreciaciones		1,600,000	1,600,000	1,600,000	1,600,000	1,600,000	1,600,000	1,600,000
(-) Inversión en Activos Fijos	-80,000,000	-	-	-	-	-	-	-
(+) Préstamo Bancario	64,000,000	-	-	-	-	-	-	-
(-) Abonos a capital	-	-2,739,162	-2,904,881	-3,080,626	-3,267,004	-3,464,658	-3,674,270	-3,896,563
(=) <b>Flujo de Caja Neto</b>	<b>-16,000,000</b>	<b>351,936</b>	<b>334,712</b>	<b>316,975</b>	<b>298,709</b>	<b>279,899</b>	<b>260,529</b>	<b>240,581</b>
<b>SALDO NORMAL</b>		<b>-15,648,064</b>	<b>-15,313,352</b>	<b>-14,996,377</b>	<b>-14,697,667</b>	<b>-14,417,768</b>	<b>-14,157,239</b>	<b>-13,916,657</b>
Flujo Descontado	-16,000,000	329,061	292,615	259,097	228,296	200,016	174,073	150,297
<b>SALDO DESCONTADO</b>		<b>-15,670,939</b>	<b>-15,378,324</b>	<b>-15,119,227</b>	<b>-14,890,931</b>	<b>-14,690,915</b>	<b>-14,516,842</b>	<b>-14,366,546</b>
<b>PAYBACK</b>								
<b>PAYBACK DESCONTADO</b>								
VALOR PRESENTE NETO	<b>1,085,764</b>	<b>-14,914,236</b>						
TASA INTERNA DE RETORNO	<b>-177.50%</b>							
TIR MODIFICADA	<b>-7.34%</b>							
PAYBACK	<b>MÁS DE 15</b>							
PAYBACK DESCONTADO	<b>MÁS DE 15</b>							
INDICE DE RENTABILIDAD	<b>0.07</b>							



### Central RRO con servicio complementario

DESCRIPCIÓN	0	1	2	3	4	5	6	7
Ingresos por ventas de potencia		1,562,720	1,562,720	1,562,720	1,562,720	1,562,720	1,562,720	1,562,720
Ingresos por ventas de energía		5,978,359	5,978,359	5,978,359	5,978,359	5,978,359	5,978,359	5,978,359
Ingresos por ventas de servicios complementarios		-	1,455,231	1,177,131	962,657	660,644	1,571,149	1,151,370
(=) <b>TOTAL INGRESOS</b>	-	<b>7,541,079</b>	<b>8,996,310</b>	<b>8,718,210</b>	<b>8,503,736</b>	<b>8,201,723</b>	<b>9,112,228</b>	<b>8,692,449</b>
(-) Costos operativos		-577,981	-595,205	-612,942	-631,208	-650,018	-669,388	-689,336
(=) <b>TOTAL COSTOS DIRECTOS</b>	-	<b>-577,981</b>	<b>-595,205</b>	<b>-612,942</b>	<b>-631,208</b>	<b>-650,018</b>	<b>-669,388</b>	<b>-689,336</b>
(=) <b>MARGEN BRUTO</b>	-	<b>6,963,098</b>	<b>8,401,106</b>	<b>8,105,268</b>	<b>7,872,528</b>	<b>7,551,705</b>	<b>8,442,840</b>	<b>8,003,113</b>
(-) Depreciaciones		-1,600,000	-1,601,000	-1,601,000	-1,601,000	-1,601,000	-1,601,000	-1,601,000
(=) <b>TOTAL COSTOS INDIRECTOS</b>	-	<b>-1,600,000</b>	<b>-1,601,000</b>	<b>-1,601,000</b>	<b>-1,601,000</b>	<b>-1,601,000</b>	<b>-1,601,000</b>	<b>-1,601,000</b>
(=) <b>UAI</b>	-	<b>5,363,098</b>	<b>6,800,106</b>	<b>6,504,268</b>	<b>6,271,528</b>	<b>5,950,705</b>	<b>6,841,840</b>	<b>6,402,113</b>
(-) Intereses		-3,872,000	-3,706,281	-3,530,535	-3,344,157	-3,146,504	-2,936,892	-2,714,599
(=) UAI	-	<b>1,491,098</b>	<b>3,093,825</b>	<b>2,973,733</b>	<b>2,927,371</b>	<b>2,804,201</b>	<b>3,904,948</b>	<b>3,687,515</b>
(-) Impuestos (7%)		-	-	-	-	-	-	-
(=) <b>Utilidad Neta</b>	-	<b>1,491,098</b>	<b>3,093,825</b>	<b>2,973,733</b>	<b>2,927,371</b>	<b>2,804,201</b>	<b>3,904,948</b>	<b>3,687,515</b>
(+) Depreciaciones		1,600,000	1,601,000	1,601,000	1,601,000	1,601,000	1,601,000	1,601,000
(-) Inversión en Activos Fijos	-80,000,000	-20,000	-	-	-	-	-	-
(+) Préstamo Bancario	64,000,000	-	-	-	-	-	-	-
(-) Gastos para prestación de RRO	-	-27,200	-	-	-	-	-	-
(-) Abonos a capital	-	-2,739,162	-2,904,881	-3,080,626	-3,267,004	-3,464,658	-3,674,270	-3,896,563
(=) <b>Flujo de Caja Neto</b>	<b>-16,000,000</b>	<b>304,736</b>	<b>1,789,944</b>	<b>1,494,106</b>	<b>1,261,366</b>	<b>940,543</b>	<b>1,831,678</b>	<b>1,391,951</b>
<b>SALDO NORMAL</b>		<b>-15,695,264</b>	<b>-13,905,320</b>	<b>-12,411,214</b>	<b>-11,149,847</b>	<b>-10,209,304</b>	<b>-8,377,626</b>	<b>-6,985,675</b>
Flujo Descontado	-16,000,000	284,929	1,564,820	1,221,290	964,031	672,111	1,223,838	869,583
<b>SALDO DESCONTADO</b>		<b>-15,715,071</b>	<b>-14,150,252</b>	<b>-12,928,961</b>	<b>-11,964,930</b>	<b>-11,292,819</b>	<b>-10,068,981</b>	<b>-9,199,397</b>
PAYBACK								
PAYBACK DESCONTADO								
VALOR PRESENTE NETO		<b>10,583,488</b>	<b>-5,416,512</b>					
TASA INTERNA DE RETORNO		<b>0.69%</b>						
TIR MODIFICADA		<b>4.05%</b>						
PAYBACK		<b>13.64</b>						
PAYBACK DESCONTADO		<b>MÁS DE 15</b>						
INDICE DE RENTABILIDAD		<b>0.66</b>						



### Central RRa sin servicio complementario

DESCRIPCIÓN	0	1	2	3	4	5	6	7
Ingresos por ventas de potencia		4,800,000.00	4,800,000.00	4,800,000.00	4,800,000.00	4,800,000.00	4,800,000.00	4,800,000.00
Ingresos por ventas de energía		60,257,347.95	62,065,068.38	63,927,020.44	65,844,831.05	67,820,175.98	69,854,781.26	71,950,424.70
(=) <b>TOTAL INGRESOS</b>	-	<b>65,057,348</b>	<b>66,865,068</b>	<b>68,727,020</b>	<b>70,644,831</b>	<b>72,620,176</b>	<b>74,654,781</b>	<b>76,750,425</b>
(-) Costos operativos		-63,711,871	-65,610,485	-67,565,677	-69,579,134	-71,652,592	-73,787,840	-75,986,717
(=) <b>TOTAL COSTOS DIRECTOS</b>	-	<b>-63,711,871</b>	<b>-65,610,485</b>	<b>-67,565,677</b>	<b>-69,579,134</b>	<b>-71,652,592</b>	<b>-73,787,840</b>	<b>-75,986,717</b>
(=) <b>MARGEN BRUTO</b>	-	<b>1,345,477</b>	<b>1,254,584</b>	<b>1,161,343</b>	<b>1,065,697</b>	<b>967,584</b>	<b>866,942</b>	<b>763,707</b>
(-) Depreciaciones		-688,740	-688,740	-688,740	-688,740	-688,740	-688,740	-688,740
(=) <b>TOTAL COSTOS INDIRECTOS</b>	-	<b>-688,740</b>						
(=) <b>UAI</b>	-	<b>656,737</b>	<b>565,844</b>	<b>472,603</b>	<b>376,957</b>	<b>278,844</b>	<b>178,202</b>	<b>74,967</b>
(-) Intereses		-1,666,751	-1,595,415	-1,519,763	-1,439,534	-1,354,452	-1,264,222	-1,168,533
(=) UAI	-	<b>-1,010,014</b>	<b>-1,029,571</b>	<b>-1,047,160</b>	<b>-1,062,578</b>	<b>-1,075,608</b>	<b>-1,086,020</b>	<b>-1,093,565</b>
(-) Impuestos (25%)		252,503	257,393	261,790	265,644	268,902	271,505	273,391
(=) <b>Utilidad Neta</b>	-	<b>-757,510</b>	<b>-772,178</b>	<b>-785,370</b>	<b>-796,933</b>	<b>-806,706</b>	<b>-814,515</b>	<b>-820,174</b>
(+) Depreciaciones		688,740	688,740	688,740	688,740	688,740	688,740	688,740
(-) Inversión en Activos Fijos	-34,437,000	-	-	-	-	-	-	-
(+) Préstamo Bancario	27,549,600	-	-	-	-	-	-	-
(-) Abonos a capital		-1,179,106	-1,250,442	-1,326,094	-1,406,323	-1,491,405	-1,581,635	-1,677,324
(=) <b>Flujo de Caja Neto</b>	<b>-6,887,400</b>	<b>-1,247,877</b>	<b>-1,333,881</b>	<b>-1,422,724</b>	<b>-1,514,516</b>	<b>-1,609,372</b>	<b>-1,707,411</b>	<b>-1,808,758</b>
<b>SALDO NORMAL</b>		<b>-8,135,277</b>	<b>-9,469,157</b>	<b>-10,891,881</b>	<b>-12,406,397</b>	<b>-14,015,769</b>	<b>-15,723,180</b>	<b>-17,531,938</b>
Flujo Descontado	-6,887,400	-1,179,211	-1,191,123	-1,200,549	-1,207,683	-1,212,705	-1,215,784	-1,217,079
<b>SALDO DESCONTADO</b>		<b>-8,066,611</b>	<b>-9,257,733</b>	<b>-10,458,282</b>	<b>-11,665,965</b>	<b>-12,878,670</b>	<b>-14,094,454</b>	<b>-15,311,534</b>
<b>PAYBACK</b>								
<b>PAYBACK DESCONTADO</b>								
VALOR PRESENTE NETO	<b>-18,037,930</b>	<b>-24,925,330</b>						
TASA INTERNA DE RETORNO	<b>-190.83%</b>							
TIR MODIFICADA	<b>-100.00%</b>							
PAYBACK	<b>MÁS DE 15</b>							
PAYBACK DESCONTADO	<b>MÁS DE 15</b>							
INDICE DE RENTABILIDAD	<b>-2.62</b>							



### Central RRa con servicio complementario

DESCRIPCIÓN	0	1	2	3	4	5	6	7
Ingresos por ventas de potencia		4,800,000.00	3,360,000.00	3,360,000.00	3,360,000.00	3,360,000.00	3,360,000.00	3,360,000.00
Ingresos por ventas de energía		60,257,347.95	62,065,068.38	63,927,020.44	65,844,831.05	67,820,175.98	69,854,781.26	71,950,424.70
Ingresos por ventas de servicios complementarios	-	-	3,563,305	3,185,277	3,520,315	3,225,824	3,331,855	3,789,772
(=) <b>TOTAL INGRESOS</b>	-	<b>65,057,348</b>	<b>68,988,374</b>	<b>70,472,298</b>	<b>72,725,146</b>	<b>74,406,000</b>	<b>76,546,636</b>	<b>79,100,197</b>
(-) Costos operativos		-63,711,871	-65,610,485	-67,565,677	-69,579,134	-71,652,592	-73,787,840	-75,986,717
(=) <b>TOTAL COSTOS DIRECTOS</b>	-	<b>-63,711,871</b>	<b>-65,610,485</b>	<b>-67,565,677</b>	<b>-69,579,134</b>	<b>-71,652,592</b>	<b>-73,787,840</b>	<b>-75,986,717</b>
(=) <b>MARGEN BRUTO</b>	-	<b>1,345,477</b>	<b>3,377,889</b>	<b>2,906,621</b>	<b>3,146,012</b>	<b>2,753,408</b>	<b>2,758,796</b>	<b>3,113,480</b>
(-) Depreciaciones	-	-688,740	-689,990	-689,990	-689,990	-689,990	-689,990	-689,990
(=) <b>TOTAL COSTOS INDIRECTOS</b>	-	<b>-688,740</b>	<b>-689,990</b>	<b>-689,990</b>	<b>-689,990</b>	<b>-689,990</b>	<b>-689,990</b>	<b>-689,990</b>
(=) <b>UAII</b>	-	<b>656,737</b>	<b>2,687,899</b>	<b>2,216,631</b>	<b>2,456,022</b>	<b>2,063,418</b>	<b>2,068,806</b>	<b>2,423,490</b>
(-) Intereses		-1,666,751	-1,595,415	-1,519,763	-1,439,534	-1,354,452	-1,264,222	-1,168,533
(=) UAI	-	-1,010,014	1,092,484	696,868	1,016,488	708,966	804,584	1,254,957
(-) Impuestos (25%)		252,503	-273,121	-174,217	-254,122	-177,242	-201,146	-313,739
(=) <b>Utilidad Neta</b>	-	<b>-757,510</b>	<b>819,363</b>	<b>522,651</b>	<b>762,366</b>	<b>531,725</b>	<b>603,438</b>	<b>941,218</b>
(+) Depreciaciones		688,740	689,990	689,990	689,990	689,990	689,990	689,990
(-) Inversión en Activos Fijos	-34,437,000	-25,000	-	-	-	-	-	-
(+) Préstamo Bancario	27,549,600	-	-	-	-	-	-	-
(-) Gastos para prestación de RRa	-	-30,760	-	-	-	-	-	-
(-) Abonos a capital	-	-1,179,106	-1,250,442	-1,326,094	-1,406,323	-1,491,405	-1,581,635	-1,677,324
(=) <b>Flujo de Caja Neto</b>	<b>-6,887,400</b>	<b>-1,303,637</b>	<b>258,911</b>	<b>-113,453</b>	<b>46,033</b>	<b>-269,691</b>	<b>-288,207</b>	<b>-46,117</b>
<b>SALDO NORMAL</b>		<b>-8,191,037</b>	<b>-7,932,126</b>	<b>-8,045,579</b>	<b>-7,999,546</b>	<b>-8,269,237</b>	<b>-8,557,444</b>	<b>-8,603,561</b>
Flujo Descontado	-6,887,400	-1,231,903	231,201	-95,736	36,707	-203,219	-205,222	-31,031
<b>SALDO DESCONTADO</b>		<b>-8,119,303</b>	<b>-7,888,102</b>	<b>-7,983,838</b>	<b>-7,947,131</b>	<b>-8,150,350</b>	<b>-8,355,572</b>	<b>-8,386,603</b>
PAYBACK								
PAYBACK DESCONTADO								
VALOR PRESENTE NETO		<b>-5,688,191</b>	<b>-12,575,591</b>					
TASA INTERNA DE RETORNO		<b>-187.22%</b>						
TIR MODIFICADA		<b>-18.24%</b>						
PAYBACK		<b>MÁS DE 15</b>						
PAYBACK DESCONTADO		<b>MÁS DE 15</b>						
INDICE DE RENTABILIDAD		<b>-0.83</b>						



## Definición de variables

A continuación, se muestra la definición conceptual y operacional de las variables que se analizaron en este estudio:

- a) Despacho de energía de la central generadora que presta los servicios complementarios: Es la cantidad de energía que es asignada diariamente a la central, la cual depende de la cantidad de recurso disponible y si existen contingencias de otras centrales de la operación, se mide en megavatios hora y sus valores son determinados y publicados por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM).
- b) Cantidad de oferta de servicios complementarios del Sistema Nacional Interconectado: Corresponde a la cantidad que es asignada a la unidad según despacho económico realizado por el AMM, sus valores se miden en Megavatios hora para la Reserva Rodante Operativa (RRO) o kilovatio-mes/día para la Reserva Rápida (RRa).
- c) Cantidad de demanda de servicios complementarios del Sistema Nacional Interconectado: Esta es la cantidad de servicios complementarios es necesario abastecer en el Sistema Nacional Interconectado, tiene las mismas unidades que la variable anterior y su medición se realiza a través de las publicaciones del AMM.
- d) Desembolso necesario para la adquisición del equipo y la habilitación para prestar los servicios: Es la inversión inicial necesaria para adquirir, instalar y habilitar la prestación segura de servicios complementarios, se mide en dólares o quetzales y su medición se realiza a través de los registros contables que realiza la empresa generadora.
- e) Precio ofertado para prestar servicios complementarios: Es el precio que ofertan las centrales generadoras para prestar servicios complementarios, el cuál es una de las variables de entrada para el despacho económico que realiza el AMM. Este se mide en dólares y su medición se realiza a través de las publicaciones que realiza el AMM.

- f) Potencia máxima de la unidad o central: Corresponde a la potencia máxima que una unidad o central puede prestar durante la operación segura. Se mide en megavatios; para determinar sus valores se recurre a los datos de placa o a los equipos de medición, cuyos resultados son publicados por el AMM.
- g) Potencia mínima de la unidad o central: Es el mínimo técnico de potencia que una unidad o central puede prestar durante la operación segura. Se mide en megavatios y sus valores son publicados por el AMM.
- h) Rendimiento de la inversión de empresas generadoras en la prestación de servicios complementarios: Se refiere al retorno sobre el capital invertido que las empresas generadoras esperan recibir al prestar servicios complementarios. Se mide en porcentaje.
- i) Riesgo de la inversión de empresas generadoras en la prestación de servicios complementarios: Es la probabilidad de que los resultados reales difieran de los resultados esperados. Se mide en porcentaje.
- j) Flujos de efectivo de entrada durante la vida útil del proyecto por el concepto de prestación de servicios complementarios: Son las cantidades de dinero a recibir en concepto de pago por la prestación de servicios complementarios. Se mide en dólares de los Estados Unidos.