



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO

ESCUELA DE POSGRADO

MAESTRÍA EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA



TESIS

DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA LA TOMA DE DECISIONES EN LAS INVERSIONES EN GENERACIÓN ELÉCTRICA EN LA REGIÓN DE PUNO

PRESENTADA POR:

GIOVANNI LIMA MEDINA

PARA OPTAR EL GRADO ACADÉMICO DE:

MAGISTER SCIENTIAE EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA MECÁNICA
ELÉCTRICA

MENCIÓN EN GESTIÓN DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE
SISTEMAS ELÉCTRICOS

PUNO, PERU

2021



DEDICATORIA

En especial a mi madre Celia Ysabel, que por su esfuerzo, dedicación, perseverancia me ha enseñado a conseguir mis objetivos, a mi abuelita Irma y mi padre Juan Cancio que siempre me han acompañado espiritualmente nunca me han abandonado, a mis hermanos Israel y Edhelmira por el apoyo y la confianza que siempre me brindaron.



AGRADECIMIENTOS

- A la Universidad Nacional del Altiplano, por haberme brindado la enseñanza en la Escuela de Posgrado en la Maestría de Ciencias de la Ingeniería Mecánica Eléctrica, todos los conocimientos adquiridos serán puestos en práctica para el desarrollo de la Región de Puno.
- A Dios y a la Virgencita de Candelaria en primer lugar por haberme guiado por el camino de la felicidad y darme una oportunidad de vida hasta ahora; en segundo lugar, a cada uno de los que son parte de mi familia a mi Madre, a mis Hermanos; por siempre haberme dado su fuerza y apoyo incondicional que me han ayudado y llevado hasta donde estoy ahora. Por último, a mi abuelita y mi Padre que siempre me ha acompañado espiritualmente nunca me han abandonado y siempre he seguido sus ejemplos para salir adelante.



ÍNDICE GENERAL

	Pág.
DEDICATORIA	i
AGRADECIMIENTOS	ii
ÍNDICE GENERAL	iii
ÍNDICE DE TABLAS	vii
ÍNDICE DE FIGURAS	viii
RESUMEN	x
ABSTRACT	xi
INTRODUCCIÓN	1

CAPÍTULO I REVISIÓN DE LITERATURA

1.1. Marco Teórico	2
1.1.1. Inversiones en Mercados Eléctricos Competitivos	2
1.1.2. Riesgo e Incertidumbre en Mercados Eléctricos	3
1.1.3. Precios Spot en Generadoras	3
1.1.4. Decisiones Estratégicas y Flexibilidad en el Negocio de Generación Eléctrica	4
1.1.5. Modelos de Análisis de Incertidumbre	5
1.1.6. Panorama del Mercado Energético Peruano	5
1.1.6.1. Mercado regulado	8
1.1.6.2. Mercado Libre	10
1.1.6.3. Mercado Spot	11
1.1.6.4. Costo Marginal	11
1.1.6.5. El Negocio de Generación	12
1.1.7. Factores de Riesgo e Incertidumbre en Mercados Eléctricos	14
1.1.7.1. Factores Directos	14
1.1.7.2. Factores Indirectos:	15
1.1.8. Decisiones Estratégicas del Inversionista en Generación Eléctrica	16
1.1.8.1. Alternativas Tecnológicas	16
1.1.8.2. Decisiones de Localización	17
1.1.8.3. Negociación Corporativa e Incentivos a la Inversión	18
	iii



1.1.9.	Comportamiento Dinámico de los Precios Eléctricos	18
1.1.10.	Principios Básicos de la Teoría De Opciones Reales	19
1.1.11.	Opción Financiera	20
1.1.12.	Opción de Compra (CALL)	20
1.1.13.	Opción de Venta (PUT)	21
1.1.14.	Valor de la Flexibilidad de una Inversión	21
1.1.15.	Supuestos para la Aplicación de Opciones Reales en Generación Eléctrica	22
1.1.16.	El Método de la Programación Dinámica	23
1.1.17.	Aplicación de las Opciones Reales	23
1.1.17.1.	Opción de Abandonar	23
1.1.17.2.	Opción de Diferir	24
1.1.17.3.	Opción de Expandir	25
1.1.17.4.	Opción de Reducir	27
1.1.17.5.	Opción de Esperar o Cerrar Temporalmente	28
1.2.	Antecedentes	29
1.2.1.	Ámbito Nacional	29
1.2.2.	Ámbito Internacional	30

CAPÍTULO II

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

2.1.	Identificación del problema	33
2.2.	Enunciados del problema	33
2.2.1.	Enunciado del problema principal	33
2.2.2.	Enunciado de los problemas específicos	34
2.3.	Justificación	34
2.4.	Objetivos	35
2.4.1.	Objetivo general	35
2.4.2.	Objetivos específicos	35
2.5.	Hipótesis	35
2.5.1.	Hipótesis general	35
2.5.2.	Hipótesis específicas	36

CAPÍTULO III MATERIALES Y MÉTODOS

3.1.	Lugar de estudio	37
3.2.	Población	37
3.3.	Muestra	37
3.4.	Método de investigación	37
3.5.	Descripción Detallada de Métodos por Objetivos Específicos	37
3.5.1.	Comportamiento Dinámico de Precios Eléctricos	38
3.5.2.	Caracterización del Sector Eléctrico Peruano	40
3.5.3.	Descripción del Mercado Eléctrico Peruano	40
3.5.3.1.	Situación del Mercado Eléctrico Peruano	40
3.5.3.2.	Costo Marginal Peruano	45
3.5.3.3.	El Índice Herfindahl - Hirschman (HHI)	47
3.5.4.	Abastecimiento de Energía Eléctrica	48
3.5.5.	Diagnostico situacional de Inversión en Generación Eléctrica	50
3.5.6.	Evaluación del proyecto de Generación Eléctrica, mediante el Método Tradicional (VPN)	50
3.5.6.1.	Modelo de Evaluación	51
3.5.6.2.	Inversión	51
3.5.6.3.	Determinación de la tasa de descuento	51
3.5.6.3.1.	Revisión del WACC	51
3.5.6.3.2.	Metodología del WACC	53
3.5.6.3.3.	Consideraciones para el cálculo del WACC	54
3.5.6.3.4.	Resultados y benchmarking	56
3.5.6.4.	Simulación Valor actual neto	57
3.5.7.	Evaluación del proyecto de Generación Eléctrica, mediante la Teoría de Opciones Reales (TOR)	60
3.5.7.1.	El Precio del Activo Subyacente (S)	60
3.5.7.2.	El Precio de Ejercicio (X)	61
3.5.7.3.	El Tiempo hasta el Vencimiento (t)	61
3.5.7.4.	El Riesgo o Volatilidad (σ)	61
3.5.7.5.	El tipo de interés sin riesgo (rf)	61
3.5.7.6.	Los dividendos (D)	61
3.5.8.	Pasos a Seguir para La Evaluación Opciones Reales	64



3.5.8.1. Datos de Entrada	64
3.5.8.2. Modelación de Variables Opciones Reales	65
3.5.8.3. Aplicación del Modelo	66
3.5.8.4. Resultado	68

CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. Modelo de Evaluación en la Región Puno	69
4.2. La Opción de Diferir el Proyecto de Inversión	71
4.3. La Opción de Ampliación o Crecimiento del Proyecto de Inversión	72
4.4. La Opción de Abandono del Proyecto de Inversión	73
CONCLUSIONES	76
RECOMENDACIONES	77
BIBLIOGRAFÍA	78
ANEXOS	85

Puno, 30 de marzo del 2021

ÁREA: Ciencias de la Ingeniería Mecánica Eléctrica.

TEMA: Desarrollo de una metodología para la toma de decisiones en las inversiones en generación eléctrica en la Región de Puno.

LÍNEA: Mantenimiento de sistemas eléctricos.



ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
1. Indicadores Seleccionados del Sector eléctrico	41
2. Fecha de inicio de operación y potencia instalada de centrales de generación eléctrica	45
3. Participación de las empresas generadoras en la potencia efectiva en el SEIN 2018 (%)	49
4. Características generales de la central hidroeléctrica	51
5. Principales Indicadores Económicos	52
6. Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC por sus siglas en inglés) para el periodo 2011-2015	57
7. Parámetros para cálculo de VAN	57
8. Evaluación de la Central Hidroeléctrica Angel I, II, III	58
9. Análisis de los escenarios calculados	60
10. Valor de las opciones en función a sus variables	60
11. Impacto diferente sobre el valor de las opciones	62
12. Datos de Entrada Opciones Reales	65
13. Característica del proyecto de inversión en tecnología de generación eléctrica evaluado	69

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
1. Organización del Sector Eléctrico Peruano	7
2. Esquema del mercado de generación eléctrica	8
3. Caracterización de flujos de pago para opciones financieras	21
4. Representación del valor de oportunidad de un proyecto de inversión	22
5. Opción de abandonar o cerrar definitivamente	24
6. Opción de diferir, prorrogar o posponer	25
7. Opción de expansión, ampliación o crecimiento	27
8. Opción de reducir o contraer	27
9. Evolución del margen de reserva (%)	42
10. Destino de las inversiones en el sector (US\$ Millones)	42
11. Inversión pública en el sector electricidad y participación en la inversión pública total (US\$ Millones, %)	43
12. Potencia instalada del sector eléctrico nacional (MW)	44
13. Evolución del costo marginal (US\$ / MWh) Evolución del costo marginal	46
14. Costo marginal y tarifa en barra promedio mensual del SEIN	47
15. Índice de concentración en generación (HHI) a partir de energía producida (GWh)	48
16. Producción del mercado eléctrico por tipo de tecnología (TWh)	50
17. Evolución del Riesgo País para Perú, 1998 –2016. (en %)	53
18. Precio de activo subyacente	62
19. Asimetría entre ganancias y pérdidas	63
20. Diagrama de Flujo Evaluación de Opciones Reales	64
21. Esquema general de una malla y árbol binomial	66
22. Esquema general de una malla y árbol binomial de una opción real	68
23. Distribución de valores del proyecto	70
24. Distribución binomial del valor residual	74



ÍNDICE DE ANEXOS

	Pág.
1. Determinacion de la tasa de descuento	86
2. Datos historicos de costos marginales para calculo de la volatilidad	94
3. Calculo del valor actual mediante un árbol binomial	108

RESUMEN

El presente proyecto de investigación titulado “Desarrollo de una Metodología Para la Toma de Decisiones en las Inversiones en Generación Eléctrica en la Región de Puno”, se plantea como objetivo general de investigación: Desarrollar una metodología de análisis de inversiones económicas bajo condiciones de riesgo para el apoyo en la toma de decisiones en generación eléctrica en la Región de Puno, se desarrolla una metodología basada en un esquema de aplicación de opciones reales y modelos de precios eléctricos. Se investiga como es el comportamiento de los precios *spot* del mercado eléctrico del Perú, en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Se estudia las series históricas de costos marginales, comprobándose las características del comportamiento de la alta volatilidad de precios eléctricos. Para la aplicación del análisis de opciones reales, se describe un procedimiento numérico de árboles binomiales para encontrar el valor de la oportunidad de la inversión. Se aplica la metodología en el mercado energético peruano, haciendo la valoración para la tecnología de generación en la Región de Puno en la Central Hidroeléctrica Ángel I, Ángel II y Ángel III. El análisis cuyo diagnóstico de los resultados, permite demostrar cual es la mejor toma de decisión para los escenarios de incertidumbre. Por último, se demuestra que el análisis de opciones reales tiene un enfoque alternativo, que nos ayuda para el apoyo en la toma de decisiones de las inversiones en generación eléctrica.

Palabras Clave: Árboles binomiales, decisiones estratégicas, incertidumbre, inversiones en generación eléctrica, opciones reales, precios de la electricidad, volatilidad.



ABSTRACT

The present research project entitled "Development of a Methodology for Decision Making in Investments in Electricity Generation in the Puno Region", has as a general research objective: To develop a methodology for the analysis of economic investments under risky conditions to support in decision-making in electricity generation in the Puno Region, a methodology is developed based on a scheme of application of real options and models of electricity prices. The behavior of spot prices in the Peruvian electricity market is investigated in the National Interconnected Electric System (SEIN). The historical series of marginal costs are studied, verifying the characteristics of the behavior of the high volatility of electricity prices. For the application of real options analysis, a numerical procedure of binomial trees is described to find the value of the investment opportunity. The methodology is applied in the Peruvian energy market, making the assessment for the generation technology in the Puno Region at the Ángel I, Ángel II and Ángel III Hydroelectric Power Plant. The analysis whose diagnosis of the results, allows to demonstrate which is the best decision making for the uncertainty scenarios. Finally, it is shown that the analysis of real options has an alternative approach, which helps us to support decision-making on investments in electricity generation.

Key Words: Binomials trees, strategic decisions, uncertainty, investments in electricity generation, real options, prices of electricity, volatility.

INTRODUCCIÓN

La metodología de valoración de proyectos de inversión en generación eléctrica a partir de opciones reales se ha vuelto muy importante para la toma de decisiones en los últimos años, especialmente para proyectos relacionados con el sector de energía eléctrica, que por la naturaleza de este tipo de proyectos, son particularmente sensibles a cambios relacionados con aspectos regulatorios de mercado, precios de combustibles, medio ambiente, mercado de energía, oferta y demanda de electricidad, así entre otras. A diferencia de las metodologías tradicionales que se utiliza en la actualidad como el valor presente neto (VPN) y la tasa interna de retorno (TIR), las opciones reales pueden capturar el impacto de estos aspectos en el valor del proyecto, creando así un modelo de evaluación más robusto y efectivo que las otras metodologías mencionadas

En ese sentido se recurre a la herramienta de una gestión más estratégica que cuantifique y mitigue la toma de decisión de riesgo y se pueda manejar los riesgos de invertir. Bajo ese contexto la investigación que se realiza en la presente tesis, se estudia la aplicabilidad del análisis de opciones reales mediante arboles binomiales para que se pueda realizar la evaluación económica de las inversiones en generación eléctrica en nuestro país.

En el presente trabajo de investigación está dividida en cuatro capítulos y en conclusiones y recomendaciones tal como sigue: En el capítulo I se realiza la revisión de literatura, se desarrolla la base teórica y las definiciones conceptuales y se presenta los antecedentes. En el capítulo II contempla el planteamiento del problema donde se identifica el problema, Justificación, Objetivos y las Hipótesis respectivas. En el capítulo III. Metodología, donde se identifica el tipo de metodología a utilizar, la población, muestra, técnicas de recolección, descripción de la investigación. En el capítulo IV contempla los resultados y discusión. Por último se tiene las conclusiones y recomendaciones.

CAPÍTULO I

REVISIÓN DE LITERATURA

1.1. Marco Teórico

A continuación, abordaremos la fundamentación teórica que será utilizada en el desarrollo de esta tesis basándose en la teoría de definiciones y conceptos que den sustento al trabajo de investigación.

1.1.1. Inversiones en Mercados Eléctricos Competitivos

Petrecolla *et al.* (2010), indica que el mercado mayorista, particularmente en la actividad de generación, el sistema tarifario fue basado en principios marginalistas (los criterios del modelo “*Peak Load Pricing*” y de planificaciones de inversiones aplicados al sector eléctrico en un entorno más desregulado), con libre entrada para cualquier inversionista. De esta manera, los precios en generación son fijados sobre la base del abastecimiento de la demanda a mínimo costo. El cálculo de los precios se realiza con proyecciones de demanda y oferta, por lo cual, la competencia en esta actividad se da por mecanismos indirectos. Los mercados eléctricos que son no regulados, con respecto a la generación eléctrica, determinan la libre competencia haciendo que la economía sea perfecta para los mercados mayoristas de compra y venta.

Barria y Rudnick (2011) explica que las plataformas de negocios (*pools*) pueden negociar libremente los oferentes y demandantes en los mercados de electricidad, implementando contratos bilaterales financieros y así asegurar a base de confiabilidad y eficiencia económica el suministro eléctrico.

Buriticá (2012), afirma bajo este concepto que, en mercados competitivos bajo la responsabilidad de aumentar la capacidad de generación eléctrica y asegurar un confiable suministro eléctrico y económicamente eficiente recae en los inversionistas privados que estén interesados en ingresar al sector de generación de energía eléctrica o en las empresas existentes que quieran aumentar su oferta en el mercado de energía.

Riesgo e Incertidumbre en Mercados Eléctricos

Barria y Rudnick (2011) define para el ámbito económico riesgo a aquella persona que va tomar la decisión mediante las variables aleatorias asignando probabilidades, en aquí se conoce la distribución de probabilidades de estas variables, mientras en la incertidumbre no es conocida la distribución probabilística, es decir la aleatoriedad no puede ser expresado en términos de probabilidades.

Los precios *spot* se relacionan al estado inmediato del mercado y su volatilidad que es vinculada, representa en un corto plazo, la variabilidad que es originada debido al impacto de los diferentes factores de incertidumbre del mercado. En este sentido, el comportamiento del precio *spot* de la electricidad, frente a los productos con características de *commodities* que tienen precios de otros tipos, se debe a las particulares características del “activo” electricidad el cual no es directamente almacenable, por tal razón, la oferta debe estar en todo momento cubierto con la demanda y cualquier diferencia entre el suministro de electricidad y la carga se refleja inmediatamente en los precios *spot* (Barria y Rudnick, 2011).

1.1.2. Precios Spot en Generadoras

Dentro de la estructura del Sistema Eléctrico Peruano el precio spot entre generadoras es el precio de oportunidad o conocido como costo marginal (Suzuki, 2015). Este precio *spot* se determina en base a la libre oferta y demanda del mercado eléctrico, esto permite inferir que aquellas generadoras con mayor diversificación de fuentes, capacidad de generación y disponibilidad de la misma logra un mayor ingreso en base a la venta de energía a precio *spot*. Los precios *spot* representan el estado instantáneo del mercado eléctrico y la volatilidad vinculada representa el cambio que es causada por los factores de incertidumbre del mercado en el corto plazo que en sí son inciertos.

Rivera y Tomayquise (2015), afirman que el mercado spot está formado por todas las empresas generadoras y transmisoras que operan dentro del sistema eléctrico y tienen al COES como un ente coordinador de despacho físico para atender la demanda del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional. Las empresas generadoras venden la energía que producen al costo marginal instantáneo (precio Spot), y sus excedentes de potencia al precio de barra de la potencia. En este mercado entre los generadores se realizan transferencias de potencia y energía. La valorización de las transferencias de energía se valoriza al costo marginal de corto plazo y que corresponde al costo variable (S./kWh) de la central hidráulica o térmica que abastece la unidad adicional de energía en un momento determinado. Las transferencias de potencia de punta entre un miembro del COES y otros son calculadas como la diferencia entre su demanda de potencia de punta y su potencia firme, y son valorizados tomando en cuenta los precios de potencia de punta en barra desde que se origine la transferencia.

1.1.3. Decisiones Estratégicas y Flexibilidad en el Negocio de Generación Eléctrica

En la tesis de Investigación de Quezada (2008), para que tome una decisión un inversionista si va invertir en las capacidades de generación eléctrica, se tiene que tener una estrategia en el sentido que tiene que comprometerse con la empresa, son importantes y intensas en capital e irreversibles, es decir la puesta en marcha de un proyecto nuevo de generación involucra costos altos hundidos, los cuales si el proyecto es abandonado no se recupera, además se debe de tener estructuras de retornos de largo plazo.

En el artículo de investigación Cuervo y Botero (2014), las inversiones en generación eléctrica también tienen un alto nivel de flexibilidad en sus decisiones como por ejemplo la opción de retrasar la inversión, aumentar o disminuir la producción o abandonar un proyecto, de modo que durante el proceso de evaluación y ejecución de un proyecto sea posible distinguir etapas, decisiones secuenciales e incluso flexibilidad operativa a la hora de realizar la inversión.

El negocio en el sector eléctrico y la actividad en industrias eléctricas se desarrolla sobre la base de tecnologías que resultan económicamente eficientes y que poseen rentabilidades esperadas de acuerdo con las políticas comerciales de los

inversionistas. Así mismo, dependen de las características de abastecimiento energético nacionales e internacionales, precios y las capacidades de suministro de los combustibles, disponibilidad y localizaciones de potencial hidroeléctrico, iniciativas de inversiones en Energías Renovables no Convencionales (ERNC) o políticas de promoción de energía nuclear. Por otro lado, es claro que las centrales eléctricas son una fuente de impacto en el medio ambiente y a menudo, provocan impactos políticos y sociales que influyen en las decisiones y modifican los escenarios de desarrollo del sector energético en los países en desarrollo. De esta manera, la evaluación es necesaria y no sólo económica, sino, también una investigación donde considere diferentes características, mecanismos y complejidades del sector energético donde se enmarcan las decisiones de inversión.

1.1.4. Modelos de Análisis de Incertidumbre

En las finanzas modernas en la actualidad se han desarrollado modelos matemáticos sofisticados para analizar el riesgo y la incertidumbre enlazados con transacciones de instrumentos financieros. Las primeras formas de cuantificación de riesgo tienen su origen en Markowitz (1952) donde se muestra el problema sobre como minimizar del riesgo de un portafolio a través de su varianza, sujeto a una condicionante sobre un nivel de retorno mínimo esperado, en este artículo trata sobre el principio de diversificación del riesgo; luego en Sharpe (1964) se publica la teoría de equilibrio de mercado bajo condiciones de riesgo, basada en el modelo de valorización de activos de capital o CAPM (*Capital Asset Pricing Model*). Pero las finanzas modernas que incluyen la valorización de instrumentos financieros derivados y de renta fija, además del modelamiento estocástico de curvas de tasas de interés, precios de acciones y *commodities*.

1.1.5. Panorama del Mercado Energético Peruano

De acuerdo a la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) el sector eléctrico en el Perú se encuentra dividido en tres actividades: generación, transmisión y distribución. Esta división no se debe sólo a estándares tecnológicos sino también a razones económicas organizativas y regulatorias (Dammert *et al.*, 2011).

Uno de los objetivos de este marco regulatorio es explicar el mecanismo de regulación tarifaria, que busca un mecanismo de mercado eléctrico para destinar los recursos de manera eficiente donde sea posible o, de no ser así, objetar las condiciones competitivas del mercado en condiciones en las que no pueden existir.

En este sentido, la LCE identifica la presencia de cinco actores principales:

- a. Los usuarios o clientes, que están divididos en dos categorías: usuarios “libres” y usuarios “regulados” (Vásquez, 2017).
- b. Las empresas eléctricas, pueden ser generadoras, también transmisoras o distribuidoras, y que pueden operar en forma independiente (Vásquez, 2017).
- c. El Comité de Operación Económica del Sistema (COES), organismo de carácter técnico que coordina la operación del sistema al mínimo costo, garantizando la seguridad en el abastecimiento de electricidad (Vásquez, 2017).
- d. El Sistema Supervisor de la Inversión en Energía y Minas OSINERGMIN, encargado de la supervisión y la regulación del sector eléctrico e integrado por la Subdirección de Regulación Tarifaria (GART).
- e. De acuerdo a Vásquez (2017) el Instituto de Defensa de la Libre Competencia y la Propiedad Intelectual (Indecopi) es aquella cual vela por la aplicación de normas de libre competencia, así como otras normas de su competencia.

La Figura 1 muestra la estructura de la organización del sector eléctrico peruano.

Organización del Sector Eléctrico

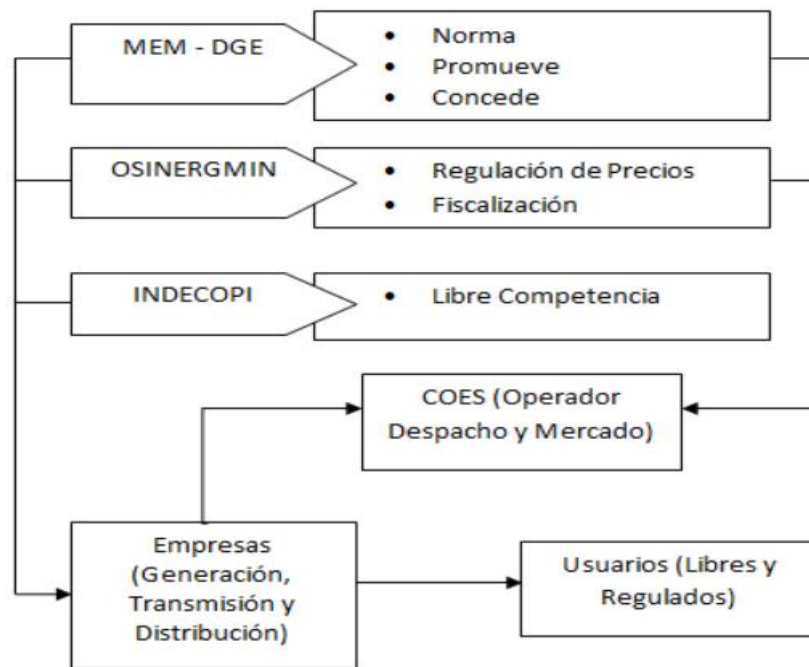


Figura 1. Organización del Sector Eléctrico Peruano

Fuente: Vásquez (2017)

El precio base de la electricidad se calcula sobre la base de una estimación del costo de instalar suficiente capacidad de generación para garantizar y satisfacer la demanda máxima. Tal cálculo halla un retorno de la inversión del 12%, que será necesario para instalar una unidad de producción con características de eficiencia óptimas. Inversión planificada teniendo en cuenta los costos de equipamiento, instalación y entrega (Dammert *et al.*, 2011).

Los precios de la energía se basan en los costos marginales promedios proyectados de cuatro años, revisados anualmente y actualizados mensualmente.

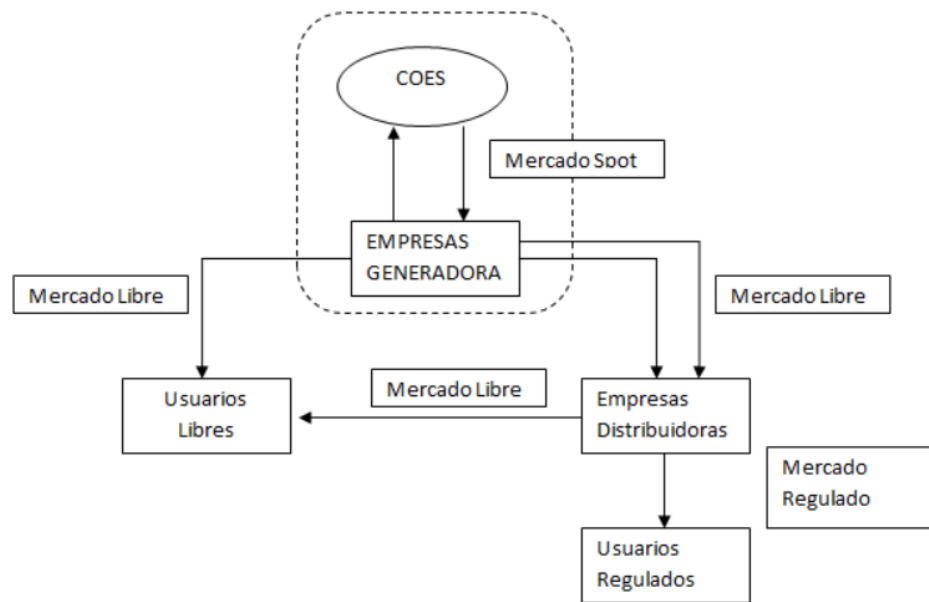


Figura 2. Esquema del mercado de generación eléctrica

Fuente: Vásquez (2017)

1.1.5.1. Mercado regulado

En el Perú, según Vásquez (2017) las tarifas son determinadas de acuerdo a los costos marginales de los participantes en el mercado, lo que simula un entorno competitivo y estas tarifas son determinadas por el OSINERGMIN. En este sentido, los precios se calculan justos en el punto de corte entre la demanda y la oferta estimada para los próximos cuatro años, por lo que los proyectos de inversión que se espera concluir durante el plazo afectan las tarifas que reciben las empresas actualmente (ver Figura 2).

De acuerdo a Vásquez (2017) la competencia se da origen por los costos marginales, dado que las utilidades de las empresas tendrán que ser determinadas por la diferencia entre sus costos marginales y los de las empresas menos eficientes que son los últimos en despachar. Sin embargo, el pago por potencia también favorece la competencia, ya que reconoce el costo anual de desarrollar la central generadora más económica para suministrar potencia adicional en horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico.

La Ley N° 28832 de 2006 establece que la venta de generadores a distribuidoras designados para el servicio público de electricidad se realiza a través de:

a) Contratos Sin Licitación: cuyos precios no pueden ser mayores a los Precios de Barra a que se refiere el artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas (Precios Regulados).

b) Contratos Resultantes de Licitaciones: contratos derivados de licitaciones convocadas por los Distribuidores las cuales se realizan de acuerdo a lo establecido en la Ley N° 28832.

Según la Ley de Concesiones Eléctricas (1992) y su modificatoria (2006), las empresas de distribución que son concesionarias están obligadas a tener contratos vigentes con empresas generadoras que le aseguren su requerimiento total de potencia y energía como mínimo por los siguientes veinticuatro meses.

Están previstos tres tipos de Licitaciones para que las empresas distribuidoras obtengan contratos con las empresas generadoras, lo que le da al distribuidor la flexibilidad para garantizar que se cubra la demanda.

Los precios de compraventa en los contratos producto de licitaciones no pueden ser superiores a un precio máximo de reserva fijado por el regulador, el OSINERGMIN, el cual debe ser suficiente para incentivar inversiones eficientes en generación. El precio máximo es fijado y mantenido en reserva por OSINERGMIN para cada proceso de licitación. Dicho valor se hace público únicamente si la Licitación no cubre la totalidad de la demanda subastada por haberse ofrecido precios superiores al precio máximo.

Así mismo, la Ley N° 28832 dispone un régimen de incentivos para promover a las empresas la convocatoria anticipada de Licitaciones destinadas a la cobertura de la demanda del servicio público de electricidad (Palacios, 2007). Este régimen incentivo al distribuidor a suscribir contratos con más de tres años de anticipación, autorizándolo a la incorporación de un cargo en los precios a sus usuarios regulados, adicional al que sería necesario para cubrir su compra de energía del generador. Dicho cargo resulta directamente proporcional al número de años de anticipación de la convocatoria según lo que dispone el reglamento, y no puede ser superior al tres por ciento del precio de energía resultante de la licitación.

1.1.5.2. Mercado Libre

Según Vásquez (2017) el mercado libre se trata de la libre negociación de la potencia y los precios de la energía. Esto supone que los demandantes de energía son del tamaño necesario para tener suficiente poder de negociación frente a las generadoras. En el Perú aquellos que demandan al menos 1MW de potencia son considerados clientes libres

De acuerdo a Vásquez (2017) los precios del Mercado de Clientes Libres se consignan en los contratos bilaterales de cada cliente con su suministrador. Estos precios pactados en los contratos son en realidad precios a futuro que tienen como referencia al Precio Spot del mercado en tiempo real, que es administrado por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES). Cuando una empresa generadora de energía eléctrica (productor de energía eléctrica) decide contratar la venta de energía con un Cliente Libre, su costo de oportunidad será el Precio Spot, ya que a ese precio podría vender su energía en caso de no realizar el contrato con el cliente, o en todo caso, a ese precio tendría que comprar la energía para venderla a un cliente en caso de no poder producir esa energía.

Los usuarios que tengan demandas mayores a 200 kW y menos a 2500 kW pueden elegir entre ser usuarios libres o regulados. Los suministros de electricidad con demandas mayores a 2500 kW son clientes libres, para los que la Ley establece un Régimen de Libertad de Precios en contratos pactados con los generadores. A su vez, de acuerdo con la Ley 28832, aquellos clientes libres o agrupación de clientes libres cuya potencia contratada total sea igual o superior a 10 MW, son denominados Grandes Usuarios.

De acuerdo a la Ley 28832 se prevee la participación en el mercado *spot* de corto plazo de los Grandes Usuarios Libres, sin embargo, falta a la fecha la reglamentación respectiva. La misma ley presenta una nueva opción para los clientes libres pequeños, la de acogerse a su elección, a la condición del cliente libre o usuario regulado. Con antelación a la Ley 28832, los clientes libres sólo podían adquirir energía en el mercado de contratos libres que resultaba de la negociación con una empresa generadora o una distribuidora. Los contratos usuales de clientes libres, en su enorme mayoría, han sido pactados sin contemplar la posibilidad de cesión de posición contractual con la consiguiente

falta total de liquidez en este mercado. Con la Ley 28832, publicada en julio de 2006, se espera que el mercado de contratos de clientes libres sea más fluido.

En la Dirección General de Electricidad (2000), el Decreto Supremo N° 017-2000-EM, aprobó cambios en el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas de forma tal que las tarifas y compensaciones que los clientes libres deben pagar por el uso de los sistemas de transmisión y distribución, son precios regulados por el OSINERGMIN.

1.1.5.3. Mercado Spot

El mercado spot, las empresas de generación eléctrica realizan transacciones entre sí a efectos de compensar las diferencias entre la energía que se han comprometido a despachar a sus clientes y la energía efectivamente producida. Asimismo, la generación de electricidad o despacho es ordenado por el COES dando prioridad a las plantas más eficientes. Esto puede hacer que algunas generadoras no entren a operar a pesar de poseer firmados contratos previamente con sus clientes. La energía que se han comprometido a suministrar se comprará a otros generadores más eficientes que se encuentran en un lugar superior en la lista de despacho del COES (Vásquez, 2017).

En tal sentido, el “mercado spot” no debe comprenderse como un mercado donde se hacen ofertas de compra y venta, sino como un lugar de compensación y liquidación automática entre generadoras eléctricas. El precio al que se transfiere la energía en el “mercado spot” es el “costo marginal instantáneo”, osea, el costo de producir la energía transferida en el momento de la transacción. Este precio es registrado por el COES cada 15 minutos.

1.1.5.4. Costo Marginal

En la tesis de Puma y Cruz (2017), el costo marginal será el incremento en los costos cuando aumenta en una unidad la cantidad producida con el equipo generador existente. Estos son los llamados costos marginales de corto plazo. En aquellos momentos en que la demanda presiona la capacidad del sistema, horas de punta, cualquier incremento en la demanda exigirá una inversión adicional en las instalaciones existentes, para no cometer en riesgo de falla en el suministro. En consecuencia, el costo marginal incluirá un componente asignado a estas

nuevas inversiones. Son los llamados costos marginales de largo plazo. Los costos marginales (CMg) de producción de la energía eléctrica son en la actualidad ampliamente reconocidos como el corazón de cualquier evaluación económica en relación con estudios de planificación y operación.

En términos matemáticos, el costo marginal (CMg) es calculado como la derivada de la función del coste total (CT) con respecto a la cantidad (Q):

$$\text{CMg} = \text{CT} / \partial Q \quad (1)$$

1.1.5.5. El Negocio de Generación

Según Ruiz y Mimbela (2021) las empresas generadoras de electricidad en el mercado eléctrico, tienen como clientes a: empresas distribuidoras, clientes libres u otras empresas generadoras. Cabe precisar que, la participación en las ventas por mercado cambia de un año a otro, para las generadoras en electricidad el mercado más importante es el de las empresas distribuidoras, seguido por el de ventas al COES y clientes libres.

En el caso de las ventas a empresas distribuidoras de electricidad, éstas se realizan a precios regulados, lo que no da lugar a una negociación entre ambas partes. De modo que, al margen del tamaño de la distribuidora, ésta no puede desempeñar una posición dominante para hacer prevalecer sus condiciones.

En el caso de una o más ventas a los clientes libres, las empresas generadoras de electricidad compiten con las empresas distribuidoras de electricidad. Por consiguiente, en este mercado, sí existe una negociación entre el cliente y el proveedor. Sin embargo, en la práctica, la competencia sólo se efectúa para los clientes de mayor tamaño (Ruiz y Mimbela, 2021).

Así mismo, como ya se mencionó, los precios altos que los del mercado regulado darían indicios de una competencia baja o, desde otra perspectiva, un bajo poder de los clientes en negociación.

El mercado eléctrico tiene ciertas barreras a la entrada que se derivan principalmente debido a los altos costos de inversión y de los requerimientos legales.

De esta forma, existen barreras económicas debido a la enorme cantidad de la

inversión. En el caso de las centrales hidroeléctricas, su construcción equivale a entre US\$ 1 millón a 1.5 millones por MW, las térmicas a gas US\$ 0.6 millones y las de diesel US\$ 0.4 millones. Adicionalmente, las inversiones en generación eléctrica implican “costos hundidos”, No se podrá recuperar en caso de salida del mercado.

Tamayo *et al.* (2014) nos dice que, en cuanto a las dificultades regulatorias, cabe destacar que las concesiones son otorgadas por el Ministerio de Energía y Minas, lo que significa pagar ciertos costos. En tal sentido, se tiene que pagar un monto equivalente al 10% del presupuesto del estudio para adquirir una concesión temporal (2 años), y de 1% del presupuesto del proyecto para adquirir la concesión definitiva.

Por otra parte, con el fin de viabilizar la rentabilidad del proyecto del gas de Camisea, el gobierno concedió discrecionalidad al Ministerio de Energía y Minas en otorgar las concesiones, lo que, en la práctica, es obstáculo a la entrada para nuevos competidores hidroeléctricos.

Vásquez *et al.* (2016), indican que el diseño de mercado y la regulación de la industria eléctrica imponen desafíos sobre el establecimiento de reglas que incentiven la eficiencia en el sector y, al mismo tiempo, garanticen la seguridad del suministro. En el Perú, los grandes lineamientos de la reforma del sector eléctrico están contenidos en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas. Este proceso fue acompañado de la creación de Osinergmin, como ente regulador autónomo y independiente del mercado eléctrico. Su contribución ha consistido en administrar un marco normativo y regulatorio estable y transparente, tanto para las empresas concesionarias como para los usuarios. De esta manera, garantiza que las empresas eléctricas obtengan una rentabilidad razonable para remunerar sus inversiones en infraestructura y es responsable de gestionar una adecuada supervisión del cumplimiento de las obligaciones legales de las empresas, a fin de que provean un servicio confiable, seguro y de calidad, siempre bajo un marco de intervención regulatoria autónoma y transparente.

1.1.6. Factores de Riesgo e Incertidumbre en Mercados Eléctricos

Están identificados algunos factores sobre riesgo e incertidumbre donde inciden directamente en los precios de la electricidad y por lo tanto, en los regresos de las empresas generadoras. Estos factores están asociados a situaciones locales de los mercados, en donde es dependiente de los escenarios internacionales que afectan en su comportamiento (Tamayo *et al.*, 2016).

Seguidamente se revisará algunos factores importantes de riesgo e incertidumbre en la toma de decisiones sobre invertir en los mercados energéticos.

1.1.6.1. Factores Directos

- **Precios de Combustibles**

Según Jara (2018) los cambios en el costo de suministro de combustibles fósiles como el carbón, el gas natural o el petróleo a menudo se reflejan en la disponibilidad de dichos *commodities*, el nivel de producción y exploración o los cambios en la demanda mundial. En el corto plazo, impactan directamente los costos operativos de las centrales térmicas existentes y nuevas, lo que afecta en la electricidad el precio de mercado, puesto que la teoría económica estipula que en mercados competitivos los precios tienen que ser iguales a la producción de los costos marginales.

- **Variabilidad hidrológica**

Fang y Karki (2018) indica que afecta directamente a los mercados que tienen una alta participación de energía hidroeléctrica, en particular en regiones donde puede existir variaciones estacionales y anuales en los caudales afluentes y los embalses. Es debido a los bajos costos variables de operación de las estructuras hidráulicas, en períodos húmedos o hidrológicos normales, los sistemas de energía dependientes tienen bajos costos marginales de energía, mientras que en climas secos caudales bajos y niveles de embalse bajos los costos de producción de los sistemas eléctricos aumentan respectivamente.

- **Restricciones de transmisión**

Los precios de la electricidad en las zonas con déficit de energía son generalmente más altos que en las zonas con excedentes, al igual que los pagos por el uso de los sistemas de transmisión, se menciona en el artículo de Osinergmin.

- **Crecimiento y variabilidad de la demanda**

Una aceleración o estancamiento de la tasa anual de crecimiento de la demanda de electricidad y el cambio a lo largo del tiempo en la demanda de energía y la capacidad de los sistemas energéticos afectan los precios, las expectativas del mercado y la decisión de inversión.

La dependencia de la congestión de las redes de transmisión y los métodos que existen de fijación de tarificación de las mismas genera incertidumbre en las señales de localización para los inversionistas que influyen en las decisiones de inversión, se menciona en el artículo de Osinergmin.

1.1.6.2. Factores Indirectos:

Dentro de los factores indirectos hay factores que inciden indirectamente en generar incertidumbre en las expectativas del mercado eléctrico (Quezada, 2008).

- **Cambio tecnológico**

El avance en las tecnologías desarrolladas más eficientes en términos económicos y ambientales, los cambios en la matriz energética por situaciones coyunturales o por la evolución natural de los mercados. En tal sentido, los costos de inversión de nuevas tecnologías bajan con los avances y nuevos desarrollos, es el caso de la energía geotérmica y las turbinas eólicas, otras energías renovables, a pesar de todo, siguen económicamente siendo riesgosas y poco rentables (Quezada, 2008).

- **Factores políticos y sociales**

El nivel de mandato en los gobiernos, su gobernabilidad de los países, los periodos electorales o la independencia y funcionamiento de los procesos judiciales y las instituciones fiscalizadoras (OSINERGMIN) realizan un

impacto importante en los inversionistas, de tal forma, la opinión pública y política en temas ambientales o de elección de tecnologías.

1.1.7. Decisiones Estratégicas del Inversionista en Generación Eléctrica

Para una decisión muy importante en la construcción de una planta de generación eléctrica el inversionista hace las verificaciones en cuatro puntos que definen las decisiones estratégicas de inversión a partir del punto de vista de un inversionista privado interesado en la construcción de una planta de generación eléctrica y así pueda participar en un competitivo mercado eléctrico:

- Las alternativas tecnológicas.
- La localización de las inversiones.
- La estructura de comercialización y negociación corporativa.
- Los incentivos a la inversión propios del mercado.

1.1.7.1. Alternativas Tecnológicas

Hay muchas tecnologías de generación de energía relativamente diversas, sin embargo, para escoger la alternativa más eficiente desde el punto de vista de un inversionista es sujeto de la ventaja competitiva, la operatividad, la flexibilidad, la tecnología, el estado actual y las perspectivas del mercado eléctrico en el que se encuentre.

Concha *et al.* (2009), indican que el gas natural es uno de los combustibles más valorados para producir y generar energía eléctrica en el mundo, desde inicios de los años noventa, las centrales eléctricas de ciclo combinado han sido punta de lanza en las expansiones de capacidad en el mundo, tienen tasas altas de eficiencia, periodos cortos de construcción y costos bajos de inversión, asegurar el abastecimiento de este combustible es un reto para países que no tienen cuencas para aprovechar este hidrocarburo importante.

Espinosa (2017), afirma que las centrales térmicas a carbón han sido reprochadas por sus altos niveles de emisiones de CO₂, pero en la actualidad ahora se han desarrollado tecnologías más eficientes y con bajos niveles de emisiones, con periodos largos de construcción y un costo de inversión mucho más que las de

ciclo combinado de gas natural, la emisión de residuos a la atmósfera y los procesos de combustión que ocurren en las centrales térmicas tienen un impacto significativo en el medio ambiente. En un esfuerzo por reducir, en la medida de lo posible, los daños que estas plantas ocasionan al medio natural, se han incorporado a las instalaciones diversos elementos y sistemas.

Las turbinas a gas o vapor que usan combustibles derivados del petróleo, tienen la ventaja de tener un bajo costo de capital, pero con altos costos de operación y altos niveles de emisiones. Son unidades de instalación rápida que pueden entrar en periodos cortos de tiempo en operación con lo cual se vuelve en una alternativa con gran flexibilidad.

Las hidroeléctricas tienen la característica de tener inversiones iniciales fuertes y largos periodos de construcción, pero poseen costos operacionales reducidos. No provocan importantes emisiones de CO₂, pero en general provocan un impacto ambiental fuerte geográfico en las zonas donde son instaladas. También, dependen de las características hidrológicas de la cuenca donde se encuentra el caudal que genere el embalse respectivo.

Las ERNC requieren altos niveles de inversión en países que cuentan con políticas de desarrollo para este tipo de tecnologías y son rentables.

Las fuentes de energías renovables son cada vez más importantes, ya que muchos países tienen por política su incremento dentro de las matrices energéticas (Schmerler *et al.*, 2019).

1.1.7.2. Decisiones de Localización

Las centrales eléctricas se localizarán de acuerdo con la elegida alternativa tecnológica, entonces la logística de suministro de los combustibles es fundamental; las inversiones en infraestructura relacionada con el gas natural o el diesel. Las obras civiles de plantas hidroeléctricas como embalses, túneles o bocatomas también están enlazadas a condicionarse a la ubicación y localización geográfica de los caudales afluentes.

Conforme relatado por Quezada (2008), la localización de las centrales se determina al nivel de inversiones en líneas de transmisión o capacidad de

transformación necesaria, además de la eventual congestión provocada y los pagos por el uso de los sistemas de transmisión.

1.1.7.3. Negociación Corporativa e Incentivos a la Inversión

Quezada (2008) realiza un análisis sobre la estructura financiera y la capacidad de adquirir deuda de las empresas, se afirma que es muy importante para la participación en el sector eléctrico debido a los costos altos de capital que deben afrontar. Por otra parte, la negociación de contratos de suministro de combustibles, los tipos de los contratos suscritos y las cláusulas que son adquiridas con los proveedores son puntos claves para lograr los objetivos de las inversiones.

En el libro de Espíndola y Valderrama (2018) nos indica que en algunos países, han introducido un mecanismo por el cual las generadoras deben compensar los permisos de emisión de CO₂ y NO_x, limitando así las emisiones contaminantes en ciertas áreas geográficas, los productos, los productos eléctricos, la participación en el mercado spot y los contratos a largo plazo en conjunto determinan la estructura del esperado retorno. en inversión.

Mendoza y Gutiérrez (2016), se refieren a los incentivos y estímulos a las inversiones que los mercados eléctricos ofrecen y están ligados con la regulación existente y al desarrollo del sector propio. El mecanismo de pago de capacidad debe ser claro para animar la inversión en centrales que operen en la punta del sistema, de igual forma, esquemas de subastas que exigen a la contratación de largo plazo a las empresas distribuidoras de electricidad son claros incentivos a la inversión en centrales generadoras de electricidad.

1.1.8. Comportamiento Dinámico de los Precios Eléctricos

León y Rubia (2001), analizan mediante un estudio empírico cómo se comporta dinámicamente y estadísticamente los precios eléctricos para los diferentes mercados de electricidad competitivos, se estudió el comportamiento del precio y la volatilidad en el mercado eléctrico español, el cual se asemejará al mercado eléctrico peruano; la intención es poder copiar las características dinámicas como las estadísticas de cómo es el comportamiento de los precios del *commoditie* electricidad.

Los principales elementos que nos ayudara a caracterizar como es el comportamiento dinámico de los precios de la electricidad serán: La alta volatilidad, reversión a la media, puntas y saltos, estacionalidad y efectos periódicos.

En Kuong (2004) se realiza los estudios del comportamiento dinámico del mercado de energía eléctrica estructurada a través de las grandes redes de los sistemas eléctricos de gran potencia, donde se determina las condiciones de estabilidad de los mercados representado por un modelo dinámico, superando las limitaciones de un modelo estático.

1.1.9. Principios Básicos de la Teoría De Opciones Reales

Dixit y Pindyck (2012) afirman que la teoría de las opciones reales son adaptaciones de la teoría de precios de las opciones financieras y fue desarrollada con el objetivo de determinar la semejanza entre las funciones de pago de dichos activos derivados y las estructuras de flujos de caja de los proyectos de inversión bajo condicionantes de incertidumbre. El estudio de opciones reales se entiende como una metodología de estudio de valoración económica de activos reales, que valúa la flexibilidad cuantificando la asociada incertidumbre a los proyectos de inversión.

El uso de la teoría de opciones reales tiene ventajas en la valoración de proyectos de inversión, ya que se basan en optimizar la forma en que se toma en cuenta la incertidumbre de las variables críticas en la flexibilidad y valorización inherente de proyectos complejos, la investigación conduce a prácticos resultados debido al dinamismo de la metodología, además de evaluar los proyectos de inversión, el análisis de alternativas reales también puede definir la política óptima para maximizar los proyecto de los costos.

Por otro lado, según Quezada (2008), la estimación de opciones reales está ligada con los avances en los modelos y técnicas de valorización de activos derivados financieros, sin embargo, los proyectos de inversión son mucho más complejos a consecuencia de las opciones diferentes y decisiones secuenciales que deben considerarse en cuenta. De la misma forma que los activos derivados financieros, los activos derivados reales pueden clasificarse en europeos y americanos, las opciones europeas se ejercen sólo en la fecha de vencimiento asociado, en cambio, los activos

de carácter americano se pueden ejecutar en cualquier momento antes de la fecha de vencimiento lo que obliga a estimar una óptima política de ejercicio.

En Calle Fernández y Tamayo Bustamante (2009), las opciones reales en realidad se comprenden como una metodología que sirve para evaluar proyectos de inversión que parte de la premisa de que los proyectos reales de inversión pueden parecerse a las opciones financieras (call y put) y no a una cartera de bonos sin riesgo como el VPN, el cual ya no es utilizable cuando surgen situaciones en las que el proyecto no necesariamente necesita de inmediato iniciarse, es decir, debe completarse de forma parcial o tardía (crecimiento contingente).

Para Calle Fernández y Tamayo Bustamante (2009) el enfoque de las opciones reales es la extensión de la Teoría de Opciones Financieras a opciones en activos reales (no financieros) que pueden modificar un proyecto con la intención de aumentar su valor.

1.1.10. Opción Financiera

Según Calle Fernández y Tamayo Bustamante (2009), una opción es un contrato que se firma en un momento temporal emitido sobre un subyacente de manera que, en un determinado momento posterior a la firma del contrato, llamado vencimiento otorga un derecho al propietario o tenedor de contrato y una obligación a su contrapartida o llamado vendedor. Por tener el derecho, el propietario del contrato paga en t_0 una prima. Si el tenedor de contrato ejerce su derecho, en el vencimiento T pagará o recibirá una cantidad estipulada al inicio del contrato, que se llama precio de ejercicio (*strike*).

Existen diferentes tipos de opciones:

1.1.11. Opción de Compra (CALL)

En Cuervo y Botero (2014) la opción *Call* otorga a su comprador el derecho, pero no la obligación de comprar a fecha de vencimiento el activo subyacente a un precio estipulado con anterioridad, conocido como precio de ejercicio o strike (Figura 3).

$$\text{Ganancia Call: Max [St-Kc-C;O]} \quad (2)$$

1.1.12. Opción de Venta (PUT)

En Cuervo y Botero (2014) una opción *put* otorga a su comprador el derecho a vender un determinado subyacente a un precio de ejercicio determinado en una fecha futura estipulada con anterioridad (vencimiento). La compra de una opción *put* implica una estrategia bajista, es decir se apostará a que determinado subyacente caiga en un determinado periodo de tiempo (Figura 3).

$$\text{Ganancia Put: Max [Kp - S}_T - P; 0] \quad (3)$$

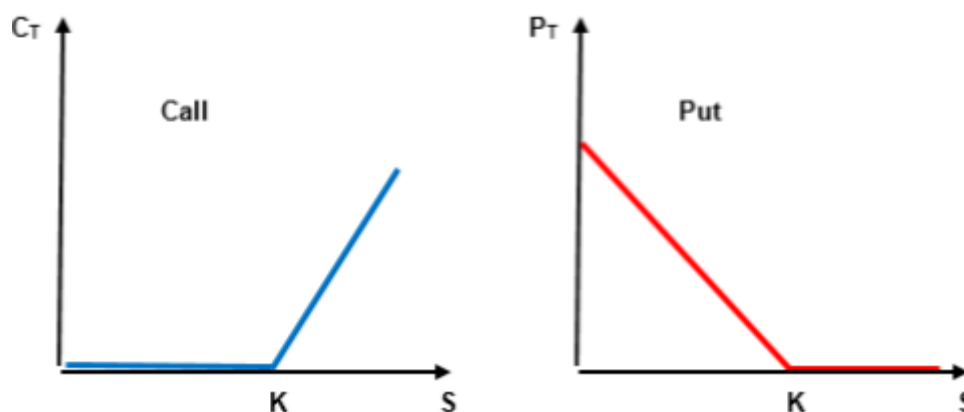


Figura 3. Caracterización de flujos de pago para opciones financieras

Fuente: Merton (1985)

1.1.13. Valor de la Flexibilidad de una Inversión

En Gonzáles *et. al.* (2001) describe que las decisiones para la inversión de las empresas se pueden evaluar como derechos contingentes, especialmente si incluyen alguna adaptabilidad o flexibilidad que sea de valor.

Hoy en día se considera que uno de los aspectos más importantes que permiten a la empresa mantener niveles mayores de competencia en los mercados es su capacidad para responder con flexibilidad a los cambios de su entorno. Por tal razón, la flexibilidad aporta a la empresa un valor añadido.

En el libro de Trigeorgis (1996) afirma que, para los directivos profesionales, la flexibilidad operativa y estratégica, es decir, la capacidad de poder modificar o cambiar los precios de las proyectadas acciones para el futuro, teniendo en cuenta la información disponible, son factores muy importantes en la planificación de evaluaciones y decisiones.

En Quezada (2008), indica que el valor de la flexibilidad al esperar para invertir el momento óptimo está relacionado directamente con la idea de opción americana, por ejemplo, en la Figura 4 se ilustra el valor de la opción de esperar el momento de tomar la decisión de invertir comparado con el valor de invertir inmediatamente de acuerdo el VAN del proyecto. Por tanto, el valor de la oportunidad de la inversión será:

$$\text{Valor oportunidad} = \text{VAN}_{\text{estático}} + \text{Valor Flexibilidad}$$

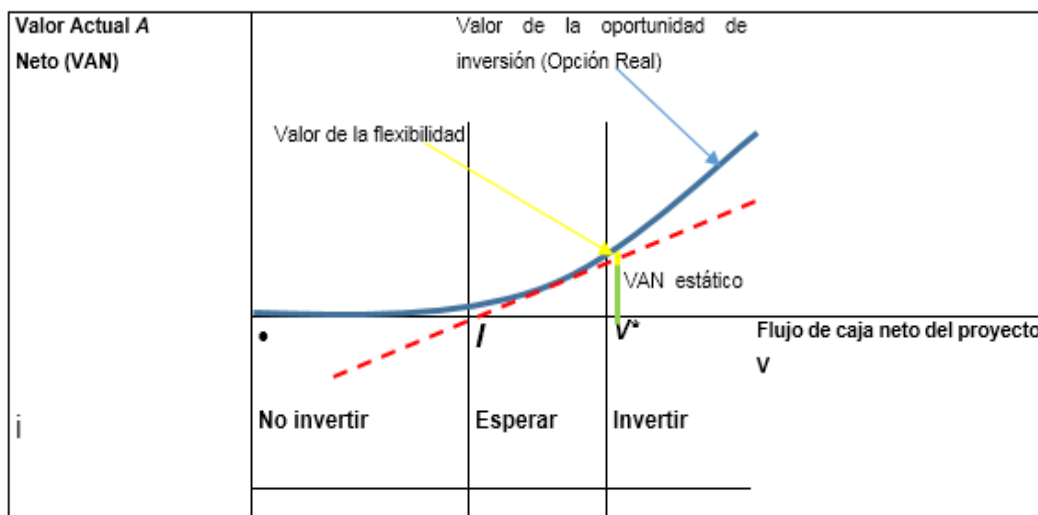


Figura 4. Representación del valor de oportunidad de un proyecto de inversión

Fuente: Dixit & Pindyck (2012)

1.1.14. Supuestos para la Aplicación de Opciones Reales en Generación Eléctrica

El principio teórico sobre el cual tiene de base el análisis de opciones reales (Barria y Rudnick, 2011), lo define como un esquema de evaluación de inversiones cuyo objeto es hacer el modelamiento de una mejor forma la incertidumbre en la flexibilidad y las decisiones de los proyectos de inversión. Pero sea cual fuera el modelo de algoritmo y valorización de solución elegidos, se deben definir e identificar cuáles son los supuestos que cumplen o no para encontrar una aplicación que sea la más eficiente y conveniente.

En esta sección se examinan los supuestos clave para comprender cómo se utiliza y aplica la teoría de las opciones reales para fijar los precios de la producción de electricidad y los activos de generación de energía.

1.1.15. El Método de la Programación Dinámica

Conceptualiza los posibles resultados futuros y también actualiza el valor de la estrategia futura óptima. Este método se basa en árboles de decisión. El objetivo es estimar el mejor momento para ejercer una opción real que logre el objetivo de maximizar el beneficio del inversionista.

$$C = \frac{p * cu + (1 - p) * cd}{(1 + r)} \quad (4)$$

Donde:

C : es el valor de la opción

cu y cd : son valores determinados por la volatilidad de la acción

p : es la probabilidad de ocurrencia asignado al valor del activo subyacente

r : es la tasa de interés.

1.1.16. Aplicación de las Opciones Reales

Para facilitar el entendimiento de la aplicación de esta metodología se repasarán algunos alcances de su uso que se clasifica en los siguientes (Barco, 2013).

1.1.16.1. Opción de Abandonar

La empresa puede decidir si desarrolla el proyecto como parte de una opción de venta (put). Si en algún momento el valor del negocio desciende por debajo del valor de ejercicio de la opción de venta, la opción de abandonar se considera relevante. Esta alternativa puede resultar útil en circunstancias en que la empresa se acerca a un proceso de crisis (Machado, 2001).

$$VA + \text{Máx} [VR - VA ; 0] = \text{Máx} [VA ; VR] \quad (5)$$

Donde:

VA es valor actual del proyecto.

VR es valor residual del proyecto

El valor del proyecto, opción de abandono incluida, será:

$$E_0 = [pE_1 + (1 - p) E_1] / (1+rf) \quad (6)$$

y por consiguiente, el valor de la opción de abandonar la producción totalmente es igual a:

$$\text{Opción de cerrar} = \text{Valor total} - \text{VAN básico} \quad (7)$$

En general, un proyecto debería ser abandonado cuando:

1. Su valor de abandono exceda el valor presente de los flujos de caja futuros.
2. Sea mejor abandonarlo ahora que después (momento óptimo de abandono).

El valor total del proyecto tendrá que ser su propio flujo de caja más el valor de la opción de venta. Cuando el valor presente del proyecto cae por debajo del valor de liquidación, abandonar o vender el proyecto equivale a ejercer la opción de venta. La Figura 5, describe gráficamente esta opción administrativa (Corpus, 2011).

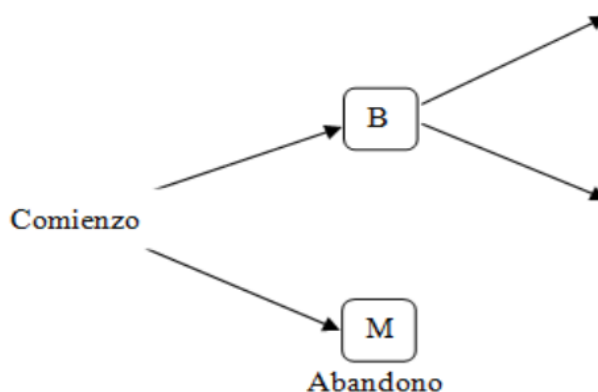


Figura 5. Opción de abandonar o cerrar definitivamente

Fuente: Machado (2001)

1.1.16.2. Opción de Diferir

Se basa en evaluar la empresa como si fuese una opción de compra (call). Se trabaja considerando la opción de ejecutar el proyecto hoy o esperar. Existe la alternativa de esperar y ver cuál es el rumbo que toma el escenario macroeconómico. Si es positivo dentro un año se podría acometer el proyecto con la certeza de aspirar a resultados positivos.

La creación del valor de un instante antes de expirar su derecho es igual a:

$$E1 = \text{Máx} [VA1 - A1; 0] \quad (8)$$

Si se quiere conocer el valor de la opción de diferir el proyecto, se debe restar su propio VAN básico, con lo que se obtiene un valor de la opción de diferimiento del proyecto así:

$VA > A + \text{Opción de diferir}$ entonces el VAN básico $>$ Opción de diferir

$$\text{Opción de diferir} = \text{VAN total} - \text{VAN básico} \quad (9)$$

La opción para diferir o posponer el desembolso de una inversión y por tanto, poder esperar para obtener nueva información es una opción real formalmente equivalente a una opción de compra americana sobre dicho proyecto de inversión. Dado a que la opción de inversión, sujeta a prórroga concede a la administración de la empresa el derecho, pero no la obligación de realizar una inversión para que se explote, un proyecto que puede ser diferido vale más que el mismo proyecto sin la posibilidad de aplazamiento. La Figura 6 describe esta opción administrativa (Corpus, 2011).

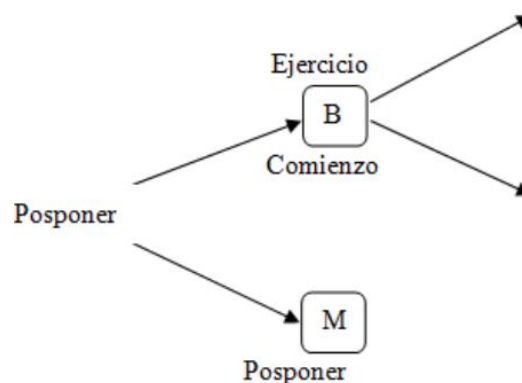


Figura 6. Opción de diferir, prorrogar o posponer

Fuente: Machado (2001)

1.1.16.3. Opción de Expandir

Al igual que se puede desechar o posponer un proyecto, existe la opción de crecer. Se trabaja de manera equivalente a una opción de compra (call) americana sobre el valor de la empresa o el proyecto.

Si los precios, u otras condicionantes del mercado, dan como resultados favorables que lo inicialmente esperado, la dirección podría acelerar sus planes de expansión,

incurriendo en un costo adicional (A_E). Esto es lo mismo que adquirir una opción de compra sobre una parte adicional del proyecto base con un precio de ejercicio igual a A_E (Mascareñas, 2018).

Por ello, la oportunidad de inversión con la opción de ampliación incorporada puede ser considerado como un proyecto de inversión inicial o base (VA) más una opción de compra sobre una inversión futura (Mascareñas, 2018):

$$E1 = VA1 + \text{Máx} [xVA1 - AE ; 0] \quad (10)$$

La opción de ampliar la escala productiva puede ser tácticamente importante de cara a posibilitar a la compañía la capitalización de las futuras oportunidades de crecimiento. Esta opción sólo será ejercida cuando el comportamiento futuro del mercado se vuelva claramente favorable, puede hacer que un proyecto de inversión aparentemente no viable (basado en el VAN básico) tenga un valor positivo (Mascareñas, 2018).

El valor total del proyecto (E_0), opción de ampliación incluida, será igual a:

$$E_0 = [pE1 + (1 - p) E1] / (1 + rf) \quad (11)$$

La opción de expansión es difícil de evaluar en la práctica dada su complejidad. Por ejemplo, si se decide ejercerla ahora, puede que nos encontremos con un exceso de capacidad, por lo que sería mejor ampliar más adelante, pero esto trae consigo el diferimiento del logro de dicha capacidad, sin la cual no podríamos atender un aumento de la demanda y dejaríamos de obtener sus correspondientes flujos de caja (Corpus, 2011). La Figura 7 describe gráficamente este tipo de opción.

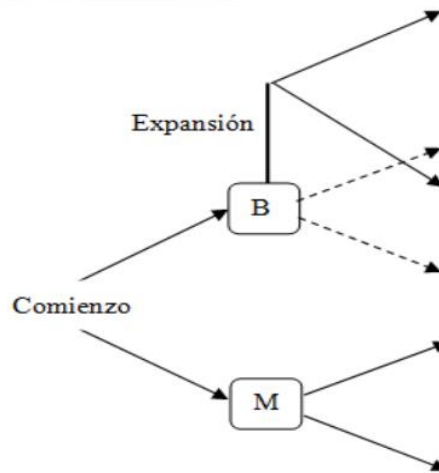


Figura 7. Opción de expansión, ampliación o crecimiento

Fuente: Machado (2001)

1.1.16.4. Opción de Reducir

Esta opción es similar a una opción de venta americana, donde el valor del activo subyacente está dado por el VAN de la inversión previa a la reducción del proyecto, mientras que el precio de ejercicio es el valor que se obtiene por la venta o reasignación de las instalaciones que se dejan ociosas luego de la reducción (Corpus, 2011).

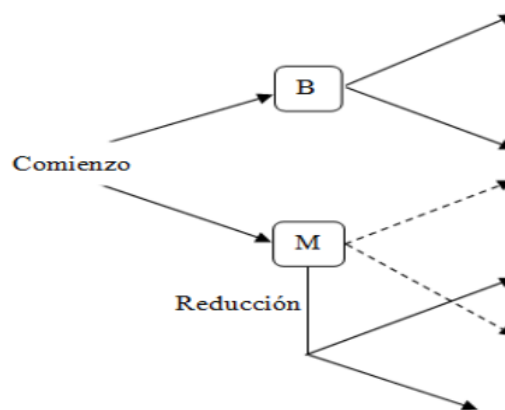


Figura 8. Opción de reducir o contraer

Fuente: Machado (2001)

Según Machado (2001) si las condiciones del mercado resultan ser peores que las esperadas, la compañía podría operar con menor capacidad productiva e, incluso, podría optar por reducirla en 100%, lo que le permitiría ahorrar parte de los desembolsos inicialmente previstos (Ar). Esta flexibilidad para reducir las pérdidas se puede contemplar como una opción de venta sobre parte (100%) del

proyecto inicialmente previsto, con un precio de ejercicio igual al ahorro de los costos potenciales (A_r), y que viene proporcionado por:

$$\text{Máx } [A_r - c \text{ VA1}; 0] \quad (12)$$

Este modelo de opciones puede resultar muy útil en el caso de introducir nuevos productos en mercados desconocidos, o en el caso de tener que elegir entre tecnologías o plantas industriales con diferentes relaciones construcción – mantenimiento en cuanto a costos (Mascareñas, 2018).

El valor del proyecto, opción de reducción incluida, es igual a:

$$E_o = [pE_1 + (1-p) E_1] / (1+rf) \quad (13)$$

1.1.16.5. Opción de Esperar o Cerrar Temporalmente

En ciertos tipos de industrias o proyectos, existe la posibilidad de detener temporalmente la totalidad del proceso productivo cuando los ingresos obtenidos son insuficientes para hacer frente a los costos variables operativos (ejemplo, los de mantenimiento) y de volver a producir cuando la situación se haya invertido (Tanaka y Montero, 2016).

Por tanto, podemos contemplar las operaciones anuales como opciones de compra de los ingresos de ese año (C) y cuyo precio de ejercicio viene dado por los costos variables operativos (A_v). El valor de dichas opciones se puede calcular a través de la siguiente expresión (Tanaka y Montero, 2016):

$$\text{Máx } [C - A_v; 0] \quad (14)$$

El valor del proyecto, opción de cierre temporal incluida, es igual a:

$$E_o = [pE_1 + (1-p) E_1] / (1+rf) \quad (15)$$

1.2. Antecedentes

Para el desarrollo del presente trabajo nos remitiremos a los trabajos desarrollados anteriormente sobre el tema tanto a nivel nacional como internacional:

1.2.1. **Ámbito Nacional**

Quintanilla (2016), trata sobre el crecimiento de la demanda energética (y por tanto de la oferta) es una variable crítica en el desarrollo de un país y a que la oferta debe anticipar a la demanda si esperamos que la economía pueda aumentar. En el caso peruano la constante durante las dos últimas décadas ha sido duplicarse cada 10 años, situación que requiere una participación activa en el desarrollo de la infraestructura tanto del Estado como de los Inversionistas.

Vásquez (2014) aborda sobre cómo emplear el enfoque basado en la teoría de opciones reales para la evaluación de proyectos y realizando la comparación con los sistemas clásicos que se aplican en la empresa Enersur, donde resulta la teoría de opciones reales la mayor efectividad en la toma de decisiones.

En este artículo de Lozano y Molina (2018) presenta una revisión de los modelos que sirvieron como base para el diseño de mercados eléctricos competitivos actualmente en funcionamiento en la mayor parte del mundo, se presentó una revisión sistemática de los principales modelos que sirvieron como base para el diseño de los mercados eléctricos liberalizados actualmente en funcionamiento.

En Guzman (2011), se realizó de la evaluación cualitativa y cuantitativa al introducir la comercialización de energía eléctrica en el Perú, se estudia el comportamiento de los precios promedios ponderados de mercado mayoristas, se trata también que es viable el modelo matemático ad hoc, donde se estima los efectos a la introducción de la comercialización.

Mendiola *et al.* (2012), nos habla sobre el estudio de cómo se analizó la creación de valor en proyectos de generación hidroeléctrica y generación térmica de ciclo combinado en el Perú, considerando los efectos de los Bonos de Carbono.

En el trabajo de investigación de Suárez (2014) realizó el estudio de las opciones reales para determinar el valor de una central de energía térmica de ciclo abierto y así dar facilidad la inversión en energía con deuda y recurso limitado. La principal

característica de la central es la flexibilidad para adecuarse a las condiciones de mercado, así como tener el derecho exclusivo para expandir la producción a ciclo combinado.

En este trabajo de tesis de investigación de Rivasplata (2018), trata del análisis de la actividad de generación eléctrica basándose en supuestos donde el mercado peruano se encontraba liberalizado y se ve los esquemas de los contratos a largo plazo, teniendo como base la teoría de opciones reales.

En la investigación de Mendiola *et al.* (2020) trata de establecer si se puede emplear la teoría de las opciones reales (TOR) para entender la racionalidad de invertir en un proyecto con gran incertidumbre respecto del VAN, como los elaborados para participar en una subasta RER. Esta perspectiva se apoya en la similitud existente entre los derechos de decisión derivados y participación competitiva en las subastas RER de la inversión empresarial y los derechos de compra fijados por las opciones financieras, y permite utilizar los modelos analíticos y procedimientos matemáticos de valoración desarrollados y utilizados en los mercados de derivados financieros.

1.2.2. Ámbito Internacional

En el trabajo de Silva (2019), se trata del desarrollo y aplicación del modelo de opciones reales como metodología para la evaluación de proyectos de generación eléctrica con hidroeléctrica. A esta metodología lo separa en tres partes, la primera corresponde a una evaluación determinista donde todas las variables son conocidas sin incertidumbre, la segunda corresponde a una evaluación probabilista, donde se usan procesos estocásticos para simular el comportamiento en el tiempo de las variables a lo largo de la vida útil de la central hidroeléctrica y la tercera corresponde a la evaluación con opciones reales, aplicando la opción de diferir y expandir.

En el artículo de Mendoza y Gutiérrez (2016) se describe como las compañías de generación eléctrica para un mercado de electricidad desagregado donde participan realizando prestación de distintos servicios, basándose en el método de opciones reales para identificar y cuantificar las decisiones ante contingencias, donde se estiman dos mercados simultáneos: energía y reserva rodante.

En Cortés y Navarro (2016) realizaron el trabajo de investigación donde utilizaron los fundamentos de los conceptos sobre los tipos de productos financieros los cuales denominaron opciones o derivados sobre una acción. Su trabajo esta orientado a introducir desde una perspectiva matemática las características de los contratos financieros, lo describen mediante funciones matemáticas definiendo los beneficios que pueden ofrecer a vencimiento los productos financieros.

En Arango *et al.* (2015), este artículo trata de la realización de la metodología para proyectos de generación eléctrica, aplicando a esta metodología las simulaciones de Monte Carlo, y también el modelo estocástico de volatilidad condicionada para el precio de bolsa del mercado de energía mayorista en el país de Colombia, y también basándose en el método de opciones reales.

Por otro lado, Gamarra y Rodriguez (2015) nos habla como el modelo estocástico incorpora la aleatoriedad de la disponibilidad de las fuentes de energía renovable para el despacho óptimo de un sistema eléctrico, donde los resultados demuestran la viabilidad de este modelo en sistemas de potencias reales.

El trabajo de Cuervo y Botero (2014), nos muestra cómo se realizó el estudio de la evaluación de un proyecto de energía renovable no convencional en Colombia por medio del ROA y tradicionales metodologías. Donde se realizó la revisión de la literatura centrándose en las características de las metodologías diferentes, luego se presentó el estudio de caso donde se analizó una inversión en un parque eólico por los métodos tradicionales, por último se aplicó el ROA, estimando el precio de la energía en bolsa como la incertidumbre de la variable.

En Arango *et al.* (2013), se da a conocer la aplicación del comportamiento probabilístico en cada uno de sus variables como es afectada la viabilidad del proyecto, donde se trata el modelo ARIMA-GARCH, donde el flujo de caja es calculado por la volatilidad de las variables, todo esto es para una planta a base de carbón para la generación térmica.

En Balibrea (2013), nos muestra en su tesis la valoración de un parque eólico en cuatro países de la Unión Europea (Dinamarca, Finlandia, España y Portugal), incorporando el efecto de las opciones reales existentes fruto de sus respectivos marcos regulatorios.

Concha y Farías (2009) habla sobre cómo se realiza la evaluación económicamente la utilización de la tecnología de gasificación de carbón en la generación eléctrica en el país de Chile, fundamentando en un enfoque del método de opciones reales a través de árboles binomiales de 2 variables.

En Pereira (1989) se describe un algoritmo para calcular estrategias operativas óptimas en un sistema hidroeléctrico de múltiples yacimientos, que puede tener en cuenta la estocasticidad de entrada y no requiere la discretización del espacio de estado.

En Cox *et al.* (1979), propusieron el método de los árboles binomiales, realizando una metodología para la valorización de opciones. “El enfoque binomial supone la representación de la incertidumbre en cada estado del espacio a través de dos estados futuros posible”

En Brennan y Schwartz (1977) nos dan a conocer el modelo simple de tiempo discreto para que se evalúe las opciones sobre las diferencias finitas a base de métodos numéricos, donde utiliza el algoritmo para evaluar el precio de los contratos de venta negociados en un mercado de distribuidores de Nueva York.

Black y Scholes (1973), en este artículo se presenta la transformación que debe sufrir el modelo Black-Scholes (1973) para ajustarse a una metodología de valoración de opciones sobre títulos de renta fija conocida como Black-76 (1976). Para que se deduzca la formulación, se realiza primero una breve introducción a la teoría de opciones, seguido se expone el modelo de Black-Scholes convencional y por último se explican las variantes. El texto también menciona como son las características del genérico modelo, sus supuestos y su trascendencia y muestra algunos ejemplos ilustrativos (Black y Scholes, 2018).

En Markowitz (1952), habla sobre cómo se minimiza el riesgo de un portafolio en base de la varianza, sujeto a una restricción sobre un nivel de retorno mínimo esperado, en aquí se aplica el principio de la variación del riesgo.

El enfoque de solución, se llama programación dual dinámica estocástica (SDDP), se basa en la aproximación de las funciones de costo esperado para la programación dinámica estocástica en cada etapa mediante funciones lineales por partes.

CAPÍTULO II

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

2.1. Identificación del problema

Como consecuencia de reestructurar el sector energético a nivel nacional hacia mercados liberalizados y competitivos en la Región de Puno, la liberación de la industria eléctrica del Perú puso en manos de inversionistas nacionales y privados la decisión de poder ampliar la capacidad de generación de los sistemas eléctricos, para tomar una mejor decisión confiable y acertada, deben ser tomadas bajo escenarios de riesgo, lo cual se requiere una metodología de apoyo para la toma de decisiones en mercados eléctricos.

En ese sentido se recurre a la herramienta de una gestión más estratégica que cuantifique y mitigue la toma de decisión de riesgo y se pueda manejar los riesgos de invertir. Bajo ese contexto la investigación que se realiza en el presente trabajo, se estudia la aplicabilidad del análisis de opciones reales para que se pueda realizar la evaluación económica de las inversiones en generación eléctrica en nuestro país en la Región de Puno.

Se tiene que tener en claro que se necesita el desarrollo de una metodología donde se describa el análisis, de las opciones reales, y se pueda ver cómo repercute e impacta en las inversiones de parte de las empresas nacionales y privadas.

2.2. Enunciados del problema

2.2.1. Enunciado del problema principal

¿Se podrá desarrollar una metodología para la toma de decisiones bajo condiciones de riesgo en las inversiones económicas de generación eléctrica en la Región de Puno?

2.2.2. Enunciado de los problemas específicos

- ¿Se podrá conocer el comportamiento de los precios eléctricos en el mercado eléctrico peruano?
- ¿Se podrá conocer el análisis de la teoría de inversión bajo condiciones de riesgo en la evaluación de inversión de generación eléctrica Región de Puno?
- ¿Aplicando esta metodología de opciones reales se podrá realizar la toma de decisiones en generación eléctrica en la Región de Puno?

2.3. Justificación

El marco de aplicación de los desarrollos realizados en la presente tesis es el sector energético peruano, en particular el mercado de Generación eléctrica en la Región de Puno.

La Ley de Concesiones Eléctricas Decreto Ley N° 25844 promulgada en el mes de noviembre de 1992 y su reglamento aprobado en el mes de febrero de 1993, donde establecieron que una empresa concesionaria no podía desarrollar más de una actividad eléctrica, salvo los casos en que la misma ley lo permitiese; de esta forma se inauguró una nueva concepción en el negocio de La Industria Eléctrica Peruana, cada concesionario al ser titular sólo de una actividad obtendría mejores resultados. Con este marco normativo se impulsó en el país una real promoción de las inversiones en el sector eléctrico peruano, propiciando que las inversiones den un nuevo impulso a la competitividad.

El sector energético peruano tiene como característica una dependencia de la hidroenergía por tal en los últimos años ha tenido un vuelco importante hacia la generación eólica y últimamente la participación de la energía solar, actualmente la participación aproximada de estas tres tecnologías es (Hídrico 38%, Eólica 38%, Biomasa 5%, Solar en un 19%), MEM (2018).

La incertidumbre creada por el suministro de energía en los últimos años, como las limitaciones en el suministro de gas natural de Camisea y el continuo aumento de los precios de los combustibles en todo el mundo, han provocado que se impulsen políticas que incentiven la inversión y diversifiquen la matriz energética.

La necesidad de mejorar el abastecimiento energético de manera de no estancar el desarrollo económico del país y mantener un adecuado nivel de inversiones en generación eléctrica para asegurar de forma confiable y sustentable el suministro eléctrico, motivan este trabajo y el desarrollo de metodologías modernas de análisis y valorización de activos en generación eléctrica.

2.4. Objetivos

2.4.1. Objetivo general

Desarrollar una metodología de análisis de inversiones económicas bajo condiciones de riesgo para el apoyo en la toma de decisiones en generación eléctrica en la Región Puno.

2.4.2. Objetivos específicos

- Estudiar el comportamiento de los precios eléctricos en el mercado energético peruano.
- Estudiar el análisis de inversiones económicas bajo condiciones de riesgo en la evaluación de inversiones en generación eléctrica en la Región de Puno.
- Aplicar la metodología de opciones reales en la Región de Puno y evaluar una inversión económica en una tecnología de generación eléctrica.

2.5. Hipótesis

2.5.1. Hipótesis general

Al desarrollar una metodología de análisis de inversiones bajo condiciones de riesgo para el apoyo en la toma de decisiones en generación eléctrica en la Región Puno, se mitigará el factor de riesgo en la toma de decisiones en las inversiones económicas en generación eléctrica en la Región de Puno.



2.5.2. Hipótesis específicas

- Conociendo el comportamiento de los precios eléctricos en el mercado eléctrico peruano, se podrá conocer el análisis de la teoría de inversión bajo condiciones de riesgo en la evaluación de inversión de generación eléctrica en la Región de Puno.
- Al estudiar el análisis de la teoría de inversión bajo condiciones de riesgo, permitirá conocer su potencial, aplicación en la evaluación de inversión de generación eléctrica.
- Aplicando esta metodología de opciones reales en la región de Puno, será un gran apoyo en la toma de decisiones en inversiones económicas de Generación Eléctrica

CAPÍTULO III

MATERIALES Y MÉTODOS

3.1. Lugar de estudio

El ámbito de estudio está constituido en la Región de Puno, involucrando a las instituciones públicas y privadas dedicadas a la actividad de generación de energía eléctrica, pertenecientes al COES – SEIN.

3.2. Población

La población es el área de influencia que abarca la Región de Puno, en el que se encuentran las inversiones para los proyectos de generación eléctrica.

3.3. Muestra

El tipo de muestra es no probabilística pues se seleccionó a partir del criterio del investigador, y como técnica a emplearse en la investigación se utiliza la revisión bibliográfica. Se ha obtenido la información y recopilación de datos del COES (Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional).

3.4. Método de investigación

El estudio es de tipo exploratorio y descriptivo, ya que el propósito es investigar relaciones de causa y efecto.

3.5. Descripción Detallada de Métodos por Objetivos Específicos

En esta tesis, la teoría de opciones reales se construye desde un punto de vista descriptivo y analítico, enfocándose en su aplicabilidad en la valoración de inversiones en generación

eléctrica. Se aborda las características generales de los precios eléctricos según la demanda y la evidencia de los costos en el mercado eléctrico peruano.

En primer lugar, se revisan los conceptos básicos y los supuestos principales sobre los cuales se desarrolla la teoría, se describe el modelo, también se presenta la metodología de valorización.

Luego, se analiza la valorización de activos en generación eléctrica y los supuestos básicos de aplicabilidad del análisis de opciones reales, a través de las características de la estructura dinámica de la decisión de inversión en generación eléctrica, identificando las opciones a evaluar.

3.5.1. Comportamiento Dinámico de Precios Eléctricos

Se estudia los principales elementos que caracterizan el comportamiento dinámico de los precios de la electricidad.

i) Alta Volatilidad

Las características de la estructura en la oferta de generación y la llamada lista de mérito que definen el despacho en los mercados eléctricos contribuyen a la estructura de volatilidad de los precios de la electricidad. En tal sentido, los precios en los pools se calculan mediante la intersección entre la oferta y la demanda, en tanto para niveles bajos de demanda se despachan las centrales de base con costos marginales de producción bajos, y a mayor demanda se despachan las centrales con mayor costo marginal, hasta llegar a las centrales de punta. La definición horaria de los costes marginales hace que su evolución en el tiempo dependa de condiciones estocásticas que influyen fuertemente en el cambio de su amplitud, es decir, el precio spot marca el pulso del competitivo mercado eléctrico (Quezada, 2008).

ii) Reversión a la media

Los precios spot de la electricidad presentan reversión a la media, lo que significa que se mueven alrededor de un cierto equilibrio o promedio (de la Vega, 2009). En general, los precios de *commodities* muestran esta tendencia que esta relacionada con los costos marginales de producción de largo plazo, por lo que la dinámica de los precios presenta una oscilación respecto a un nivel medio a largo plazo, por lo que

tienden a converger de manera continua o de tal manera que determinan (Quezada, 2008).

En el caso de los precios eléctricos, tienen tendencia de revertir alrededor de los costos marginales medios de largo plazo la generación.

iii) Puntas y saltos

Las puntas o *spikes* son los cambios inusualmente grandes y de forma imprevista, que son producidas de forma infrecuente sobre el comportamiento de los precios spot. estas puntas están estructuralmente relacionadas con la naturaleza física de no almacenar electricidad, lo que significa que ante situaciones inesperadas y un riesgo en el sistema o poco previsibles del mercado se producirán saltos al alza en el precio seguido por una caída muy significativa para volver a una situación normal (Barria y Rudnick, 2011). Otro modo de definir los saltos sería como los precios anormalmente altos en los productos del desequilibrio temporal entre la oferta y la demanda en el mercado, los cuales caen muy drásticamente una vez que se despeja el desequilibrio.

Los saltos o *jumps* en el comportamiento de los precios ocurren como eventos repentinos en el mercado energético, son picos repentinos, que reflejan un desequilibrio temporal entre la oferta y o la demanda de los mercados (Geman y Roncoroni, 2006).

iv) Estacionalidad y Efectos Periódicos

El consumo de energía eléctrica cambia estacionalmente en función de la influencia del clima y las actividades de la vida diaria, por ejemplo el uso de sistemas múltiples de aire acondicionado en áreas geográficas con temperaturas altas en verano provoca a la mayor demanda de electricidad durante esta temporada, en horarios de alta actividad económica y de temperatura mayor (Geman y Roncoroni, 2006). También, es mayor el consumo en los feriados y fines de semana, y en el día a día hay una diferencia clara entre la demanda de punta y de valle durante el día y la noche en el consumo eléctrico. En general, las fluctuaciones periódicas de los precios se relacionan directamente con la estacionalidad, los efectos temporales y los efectos del calendario de las actividades económicas afectan el comportamiento de la demanda eléctrica con diferentes frecuencias y amplitudes.

3.5.2. Caracterización del Sector Eléctrico Peruano

Los precios de la energía eléctrica en Perú, tienen características físicas, del precio y de volatilidad, los cuales requieren de la aplicación de modelos para valorar derivados, teniendo en cuenta las dificultades que puede presentar para calcular las garantías y riesgos.

Las Características Físicas de la electricidad tenemos que la energía no es almacenable, la demanda es rígida a corto plazo, y la oferta puede adaptarse lentamente a la demanda. Entre las características de precio de la energía presenta elevada aleatoriedad y fuerte estacionalidad, etc., y características de volatilidad, las cuales varían temporalmente, decrecen al ampliar el vencimiento, la volatilidad es elevada en el corto plazo, etc.

3.5.3. Descripción del Mercado Eléctrico Peruano

3.5.3.1. Situación del Mercado Eléctrico Peruano

El sector eléctrico posee una estrecha relación con el crecimiento del país. De tal forma, entre el periodo 2009-2019 se observa que se ha tenido un crecimiento promedio de la producción de electricidad y de potencia por encima del 6% anual.

Tabla 1
Indicadores Seleccionados del Sector eléctrico

Indicadores	2009	2019*	Crecimiento Promedio
Producción (GWh)	30 922	54 432	6%
Hidráulica	19 419	30 781	5%
Térmica	11 501	21 242	6%
RER (Solar/eólica)	1,2	2 409	113%
Potencia instalada (MW)	7 986	15 223	7%
Hidráulica	3 277	5 397	5%
Térmica	4 708	9 169	7%
RER (Solar/eólica)	0,7	657	98%
Potencia efectiva (MW)	7 256	14 379	7%
Máxima demanda (MW)	4 322	7 018	5%
Longitud de redes (Km)	16 319	28 391	6%
N° de usuarios (miles)	4 879	7 614	5%
Regulados	4 879	7 612	5%
Libres	0,27	2,09	23%
Inversión del sector (US\$ millones)	1 177	870	-3%
Inversión privada	742	677	-1%
Inversión pública	435	193	-8%
Precio medio (cent. US\$ / KWh)	8,3	10,3	3%

Fuente: Estadísticas COES, Ministerio de Energía y Minas (anuario estadístico nacional).

Según la publicación del Anuario Ejecutivo de Electricidad 2019 (MINEM), nos explica la disminución en el crecimiento del PBI y del sector minero en los últimos años ha causado un exceso de oferta, lo cual ha favorecido a la elevación significativa del margen de reserva, y a la reducción del precio spot. En el 2016 se nota un crecimiento fuerte del margen de reserva. Esto está ligado a la entrada de cuatro grandes centrales eléctricas: dos termoeléctricas (Puerto Bravo e NEPI) y dos hidroeléctricas (Cerro del Águila y Chaglla). Así mismo, entraron 3 termo pequeñas y 3 centrales hidro. La entrada de todas estas centrales tuvo un aumentosignificativo en la potencia efectiva en 29%. Sin embargo, no se observó en los años posteriores el ingreso de centrales tan grandes. Como resultado, el margen de reserva presentó una pendiente negativa, como consecuencia del aumento de la demanda de electricidad en el tiempo.

Evolución del margen de reserva

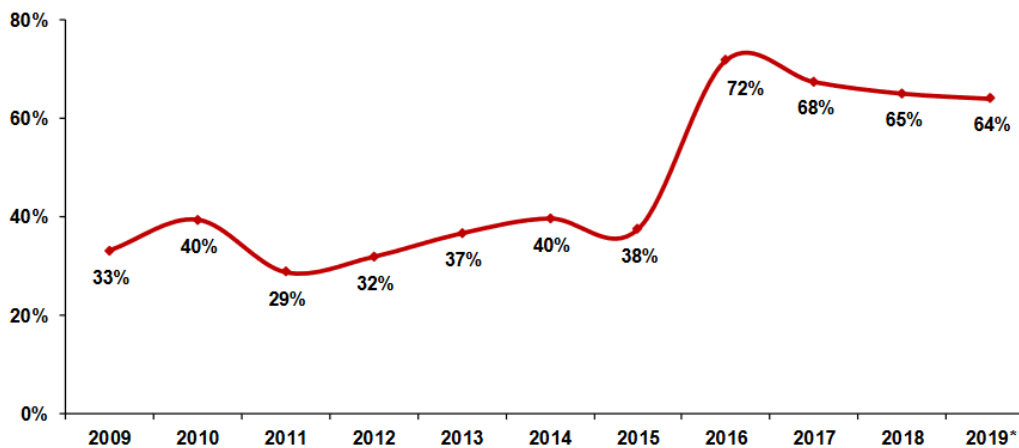


Figura 9. Evolución del margen de reserva (%)

Fuente: Ministerio de Energía y Minas. (2009-2018). Anuario Estadístico de electricidad

Por otro lado, se otorga una mayor participación a la inversión pública en la electrificación rural. La Figura 10 incluye tanto las inversiones públicas como privadas. En agregado, los privados representan 8 veces las inversiones públicas.

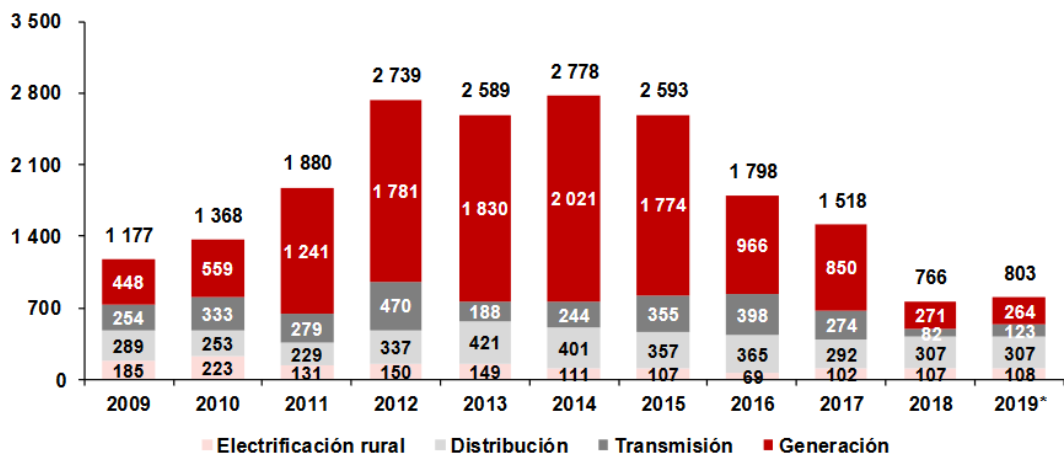


Figura 10. Destino de las inversiones en el sector (US\$ Millones)

Fuente: Ministerio de Energía y Minas. (2009-2018). Anuario Estadístico de electricidad.

Cuando miramos la inversión pública en este sector, vemos que disminuyó no solo por la disminución de la inversión pública en general, sino también por la participación de estos sectores (ver Figura 11).

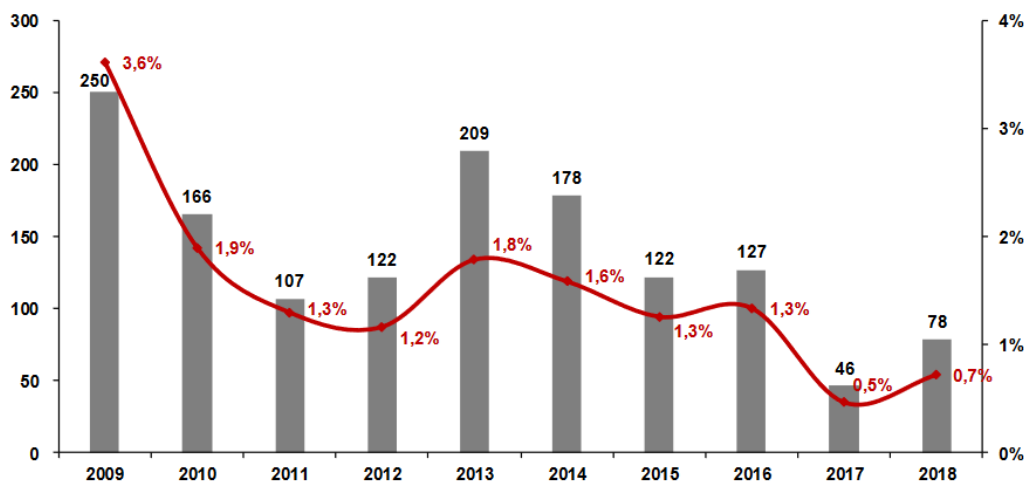


Figura 11. Inversión pública en el sector electricidad y participación en la inversión pública total (US\$ Millones, %)

Fuente: Estadísticas BCRP, Ministerio de Energía y Minas. (2009-2018). Anuario Estadístico de Electricidad.

En la generación de electricidad, hoy en día hay una mayor competencia. En la actualidad participan 54 empresas generadoras de electricidad, a comparación en el 2009, solo existían 18. De igual manera, existe una concentración menor de mercado. Las principales cuatro empresas poseían en el 2009 una participación del 68% en la potencia efectiva de energía en el 2018, ésta es de 53%. Actualmente según el Ministerio de Energía y Minas (2019), estas empresas son Engie (20%), Kallpa (13%), Enel (11%) y Electroperú (7%).

La potencia instalada de este parque de generación asciende a más de 15 GW, lo cual significó un crecimiento anual promedio de 7% (ver Figura 12). De la potencia instalada,

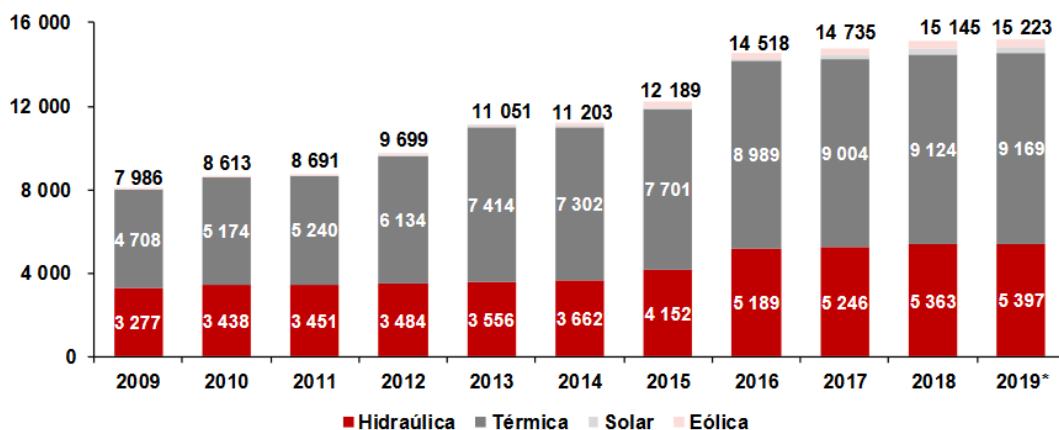


Figura 12. Potencia instalada del sector eléctrico nacional (MW)

Fuente: Ministerio de Energía y Minas. (2009-2018). Anuario Estadístico de Electricidad.

De acuerdo al Ministerio de Energía y Minas la potencia efectiva corresponde al rendimiento real de las centrales y, en agregado, corresponde al 95% de la potencia instalada. En la década última, ha presentado un aumento promedio anual de 8%. El incremento de la potencia del sector es principalmente explicado por el inicio de operación de 86 centrales de generación eléctrica en los últimos 10 años, de las cuales casi la mitad corresponden a centras hidroeléctricas y cerca al 30% a centrales térmicas (ver Tabla 2). Durante el 2018 y 2019, han iniciado operación 16 centrales, siendo las de mayor tamaño Rubí y Wayra 1, con potencia instalada de 145 y 132 MW, respectivamente.

Tabla 2

Fecha de inicio de operación y potencia instalada de centrales de generación eléctrica

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019*
Hidro	Caña Brava (6)	El Platanal (220)	Purmacana (2)	Pias I (13)	Yanapampa (4)	Huanza (97)	Machupicchu (102)	Chancay (19)	Potrero (20)	Renovandes H1 (20)	Zaña I (13)
	Poechos 2 (10)	Roncador N° 1 (2)		Huasahuasi I (8)	Las Pizarras (18)	Runatullo II (20)	Cheves (168)	Rucuy (20)	Marañon (18)	Ángel I (20)	Pátapo (1)
	Santa Cruz I (6)	Santa Cruz II (7)		Nuevo Imperial (4)		Runatullo III (20)	Santa Teresa (98)	Carpapata III (13)	Yarucaya (18)	Ángel II (20)	8 de Agosto (19)
	La Joya (10)	Roncador N° 2 (2)		Huasahuasi II (8)		Canchayllo (5)	Quitarcasa (112)	Cerro del Águila (525)		Ángel III (20)	El Carmen (8)
								Chaglla (456)		Her I (1)	
Térmica	Emergencia de Trujillo (60)	Kallpa I, II y III (560)	Huachipa (14)	Kallpa IV (293)	Ilo (564)	Lagunas Norte (13)	Éten (230)	Puerto Bravo (720)	Malacas (53)	S. Domingo de Olleros (100)	
	Chilca 1 (560)	Las Flores (193)		Maple (35)	Malacas (200)	Fénix (570)	Recka (181)	Puerto Maldonado (20)	Iquitos (78)		
	Oquendo (30)	Pisco (70)		Tablazo (30)	S. Domingo de Olleros (198)			Pucallpa (46)			
		Independencia (24)		Chilca 1 (292)				Ilo 4 (720)			
								Chilca 2 (113)			
Eólica						Marcona (32)		Tres Hermanas (97)		Wayra 1 (132)	
						Talara (30)					
						Cupisnique (80)					
Solar				Majes Solar (20)		Moquegua FV (16)				Rubí (145)	
				Repartición Solar (20)						Intipam pa (40)	
				Tacna Solar (20)							
				Panamericana Solar (20)							
Biomasa		Paramonga (23)	Huaycoloro (4)				La Gringa V (3)		San Jacinto (22)	Doña Catalina (2)	San Jacinto (22)
Potencia instalada	682	1101	20	763	984	883	895	2749	208	520	63
Nuevas centrales	7	9	3	12	5	10	7	11	6	11	5
Potencia prom. por central	97	122	7	64	197	83	128	250	35	47	13

Fuente: Estadísticas (Osinermin, 2019)

3.5.3.2. Costo Marginal Peruano

El costo marginal desde el 2017 se encuentra en niveles bajos en comparación con los niveles y la fluctuación mostrada durante la última década. Esto se encuentra directamente relacionado con el aumento del margen de reserva, el cual implica

una oferta muy por encima de la demanda y, por tanto, una fuerte competencia de despacho por entrar en las centrales.

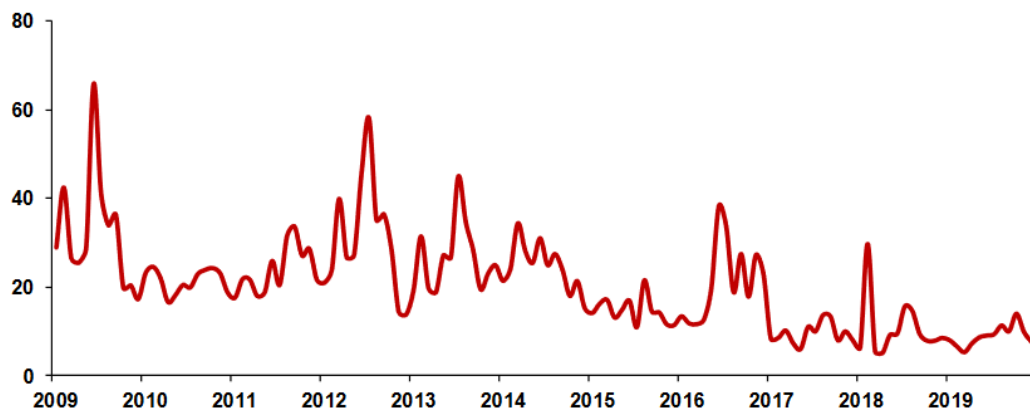


Figura 13. Evolución del costo marginal (US\$ / MWh) Evolución del costo marginal

Fuente: Estadísticas COES.

Respecto a los precios, que es donde se suscitan los problemas, la Figura 13 se observa su evolución desde 2010. Se observa que luego de una fuerte alza de los costos marginales en 2008, éstos han sufrido una disminución en forma continua desde entonces, especialmente al notar el promedio de 12 meses, que elimina los efectos de la estacionalidad. Por otro lado, el precio de nudo ha tenido una evolución creciente debido a la indexación de sus contratos y en menor grado por la existencia de la prima RER, que incrementa a medida que se disminuyen los costos marginales del sistema. De no existir más transformaciones de plantas de gas de ciclo abierto a ciclo cerrado, el aumento de la demanda debería llevar a que la capacidad de base se cope en el mediano plazo y que los costos marginales del sistema comiencen a aumentar. El problema es que los costos regulados deberán continuar siendo elevados, pues aunque crezca la demanda regulada, la demanda difícilmente podrá ser reemplazado las perdidas por las empresas de distribución debido a los clientes que han tienen contratos como clientes libres. Así, las empresas de distribución no requerirán contratos adicionales para suministrar el aumento de demanda, contratos que ahora tendrían valores mucho menores. Así, será necesario esperar hasta el fin de los contratos actuales de distribución para que esos precios comiencen a bajar. Esto indica que la divergencia de precios tiene una inercia grande y es por ello el centro de los problemas que este trabajo intenta atacar.

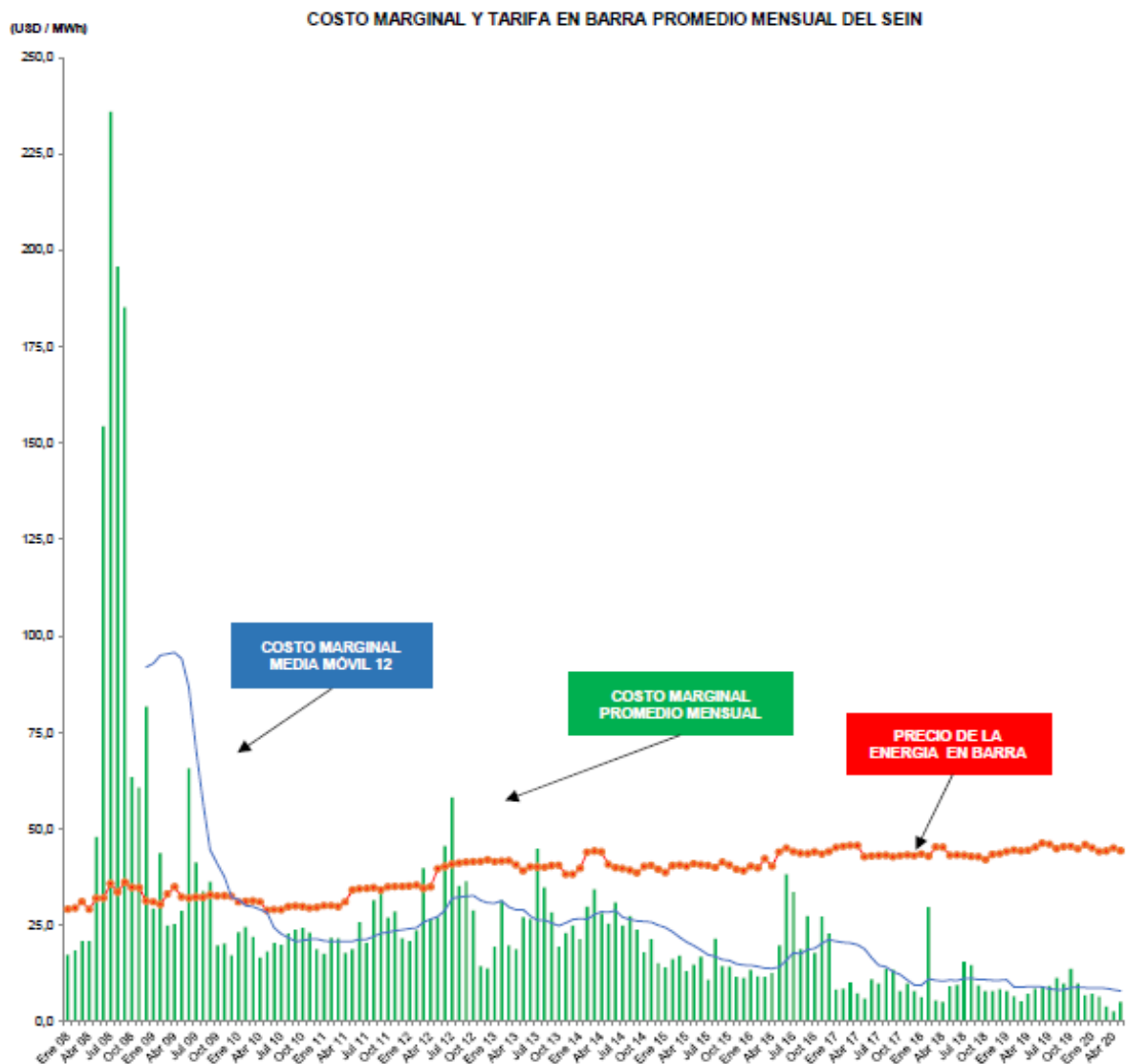


Figura 14. Costo marginal y tarifa en barra promedio mensual del SEIN

Fuente: Boletín Mensual COES, junio 2020

3.5.3.3. El Índice Herfindahl - Hirschman (HHI)

Es un indicador que mide la concentración existente en un mercado, el cual presenta como ventaja frente a otros índices que incorpora la participación de todas las empresas y no solo de las más grandes. Este indicador se clasifica en bajo, alto o moderado según rangos establecidos por el Departamento de Justicia de Estados Unidos en el Horizontal Merger Guidelines (2010). En el caso de la generación eléctrica, el indicador se calculó en función de la energía producida por las empresas que participan en el mercado eléctrico. En el 2009, el indicador se encontró en niveles moderados; sin embargo, presenta

desde entonces una pendiente decreciente (ver la Figura 15). Actualmente se encuentra en niveles bajos, lo que evidencia una gran participación de empresas generadoras, y así, una baja concentración, debido en parte al ingreso al mercado de casi 40 empresas desde el 2009.

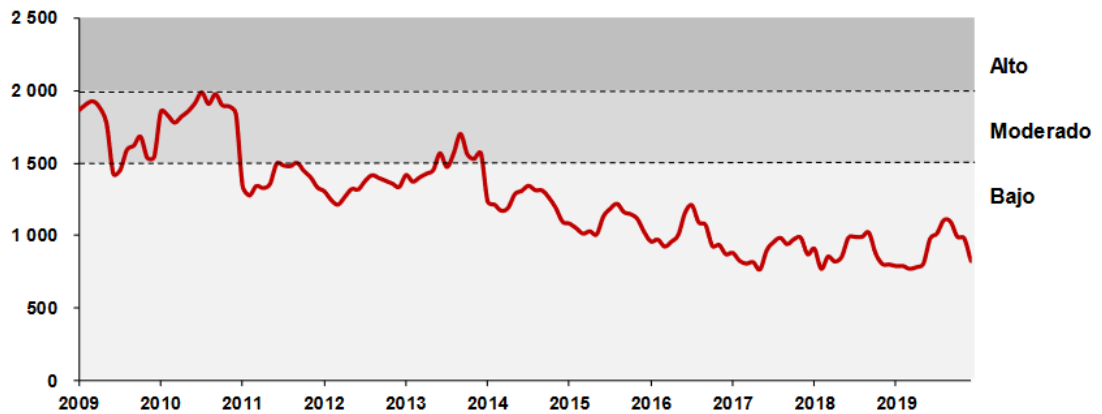


Figura 15. Índice de concentración en generación (HHI) a partir de energía producida (GWh)

Fuente: Estadísticas COES, Estadísticas Osinergmin

3.5.4. Abastecimiento de Energía Eléctrica

El suministro de energía incluye el perfil del SEIN según la cadena de valor del sector: generación.

Tabla 3

*Participación de las empresas generadoras en la potencia efectiva en el SEIN
2018 (%)*

Empresas	I Potencia Efectiva	Empresas	II Potencia Efectiva
Engie	19,73%	Egesur	0,46%
Kallpa	12,83%	Egejunin	0,32%
Enelg	11,13%	Santa Cruz	0,26%
Electroperú	7,28%	Pe Marcona	0,25%
Samay	5,63%	Sdf Energía	0,22%
Fenix Power	4,51%	Agua Azul	0,16%
Huallaga	3,79%	Andean Power	0,16%
Statkraft Perú	3,56%	Majes Solar	0,16%
Orazul Energy	2,99%	Panamericana Solar	0,16%
Enelp	2,74%	Repartición Solar	0,16%
Termochilca	2,41%	Santa Ana	0,16%
Egasa	2,34%	Tacna Solar	0,16%
Enel Green Peru	2,21%	Celepsa Renovables	0,16%
Planta Eten	1,81%	Huanchor	0,16%
Celepsa	1,77%	Rio Doble	0,15%
Chinango	1,60%	Aurora	0,13%
Cerro Verde	1,41%	Moquegua Fv	0,13%
Termos elva	1,40%	Huaura Power Group	0,12%
Egema	1,34%	Aipsaa	0,10%
San Gabán	0,92%	Petramas	0,08%
Energía Eólica	0,91%	Sinersa	0,08%
Eghuanza	0,78%	Electro Zaña	0,05%
Pe Tres Hermanas	0,77%	Egecsac	0,04%
Luz Del Sur	0,71%	Hidrocañete	0,03%
Gepa	0,54%	Yanapampa	0,03%
Shougesa	0,50%	Maja Energía	0,03%
Iyepsac	0,47%	Santa Rosa	0,01%
Total (I y II)			100,00%

Fuente: Estadísticas COES.

Hasta el año 2018, existían 80 empresas de generación, las cuales poseen 286 centrales hidráulicas, térmicas, solares y eólicas.

Desde los años 2009-2019 la producción de energía eléctrica ha presentado un aumento anual promedio de 6%. Las hidráulicas generan la cantidad mayor de la energía eléctrica, con una participación de 57%. Esta participación se ha encontrado estable en el periodo 2009-2019, siendo en promedio 55% (ver Figura 16).

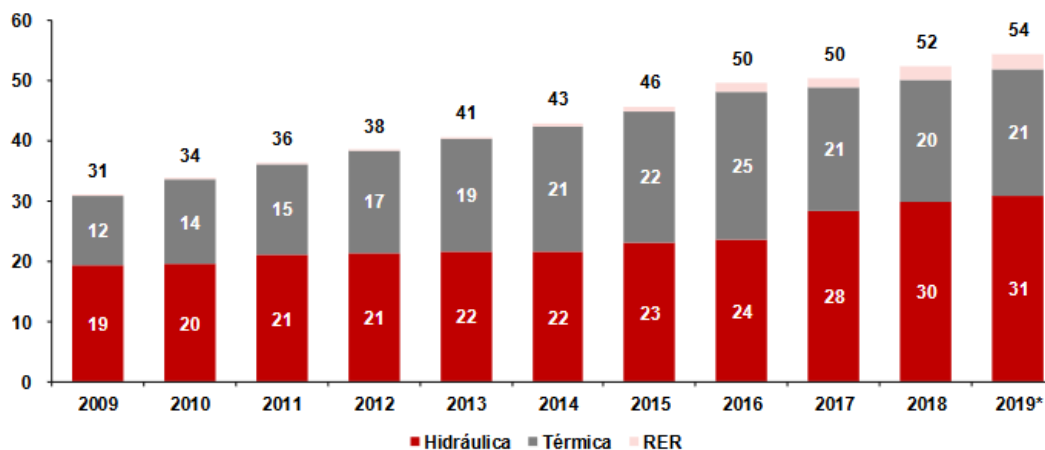


Figura 16. Producción del mercado eléctrico por tipo de tecnología (TWh)

Fuente: Ministerio de Energía y Minas. (2009-2018). Anuario Estadístico de Electricidad.

3.5.5. Diagnóstico situacional de Inversión en Generación Eléctrica

La aplicación de la metodología de análisis de inversiones en generación eléctrica se realiza en el mercado energético peruano, en particular en el mercado eléctrico de la región Puno. Las diferencias estructurales, permiten estudiar y mostrar el desempeño de la propuesta de la metodología para evaluar las inversiones en mercados con diferentes dinámicas de comportamiento.

En primer lugar, se establecen claramente los supuestos bajo los cuales se desarrolló el estudio junto con las características de los proyectos de inversión evaluados. Seguidamente se aplica el modelo y algoritmo binomial sobre las bases de los casos seleccionados para el sistema eléctrico estudiado, datos históricos completas y el escenario de largo plazo mejores expectativas del mercado.

Finalmente, se ejecuta un análisis de la metodología utilizando la teoría de opciones en los indicadores de rentabilidad, evidenciando una mejora significativa.

3.5.6. Evaluación del proyecto de Generación Eléctrica, mediante el Método Tradicional (VPN)

La evaluación de un proyecto de generación hidroeléctrica ubicado en el Perú se realiza a partir de las variables operativas del negocio; es decir, ingresos por venta de contratos, ingresos por venta de energía al sistema, pago por potencia y costos

operativos. Además, se incorpora, de manera progresiva, las diferentes variables que afectan al sector.

3.5.6.1. Modelo de Evaluación

El modelo establece un horizonte de evaluación de treinta y uno años, según la vida útil de los equipos. Por tal razón no se considera un valor residual para la inversión. En la Tabla 4, se describen las características generales del proyecto y los supuestos realizados para la evaluación.

Tabla 4

Características generales de la central hidroeléctrica

Descripción y supuestos	Perú
Tipo de central	Central hidroeléctrica de pasada con regulación diaria
Capacidad de generación	60 MW
Horizonte de evaluación	31 años
Etapas preoperativa	3 años

3.5.6.2. Inversión

Para elaborar el modelo de evaluación, se estima un monto de inversión. Este monto se determina tomando como referencia un estimado de entre 1 millón y 1.5 millones de dólares por megavatio instalado (Ministerio de Energía y Minas, 2009), monto que incluye las inversiones requeridas para la construcción, los suministros, el montaje, la construcción de obras civiles y los equipos.

3.5.6.3. Determinación de la tasa de descuento

3.5.6.3.1. Revisión del WACC

El cálculo de la tasa costo promedio ponderado del capital (WACC) consiste en la aplicación de distintos conceptos de la teoría de las finanzas corporativas para calcular las tasas de descuento utilizada en la metodología de valorización de los flujos de caja libre (DCF) de empresas que están estructuradas con deuda y fondos propios (Brealey y Myers, 2010). La tasa

WACC debe ser revisada cada vez que se producen cambios en la estructura deuda/capital, así como cambios importantes en el contexto económico.

En tal sentido, se observa que en el caso peruano la coyuntura económico-financiera en los años últimos varió de forma significativa; a continuación, se realiza una revisión de las principales variaciones en las variables económicas del país. En la década del año 1990 el Perú registró una tasa de crecimiento negativa, alta inflación, bajo ratio de inversión y un elevado nivel de deuda pública con respecto al PBI. Esta situación hizo que el Perú sea un país poco confiable para la inversión del extranjero, por lo que ha sido financiada del exterior a tasas de interés muy altas. En adelante, el contexto económico de Perú cambió y con mayor fuerza en los últimos 15 años. El Perú logró consolidar su crecimiento económico con baja inflación, abriendo su economía al mercado externo, aumentando su inversión privada y pública, bajando su dolarización del crédito y su percepción del riesgo. De tal modo, el Perú ha logrado su mejora y su posición fiscal, reduciendo la deuda pública e aumentando sus reservas internacionales para hacer frente a choques externos (Vásquez y Aguirre, 2017), como se puede apreciar en la siguiente Tabla 5:

Tabla 5

Principales Indicadores Económicos

Indicadores Económicos	1992	2002	2015
PBI (Var. % anual, prom. 3 años previos)	-1.1	2.9	3.8
Inflación (Var. % anual, prom. 3 años previos)	2,655	2.0	3.2
PBI Percápita (US\$ corrientes)	1,565.5	2,094.8	5,637.8
Inversión Total (% PBI)	16.0	17.4	25.4
Riesgo País EMBIG (pbs)	n.d.	611.0	201.0
Dolarización del Crédito (% del total)	66	77.7	34.0
Deuda Bruta del Gobierno General (% PBI)	48.8	45.0	22.4
Reservas Internacionales (% PBI)	5.7	17.6	31.6

Fuente: BCRP. FMI – WEO octubre 2015 (PBI per cápita y Deuda Pública son los proyectados 2015 FMI)

Este desempeño de la economía peruana se dio gracias a una serie de reformas: (i) la implementación de reglas fiscales y un manejo presupuestal equilibrado, (ii) el establecimiento de la autonomía del Banco Central, (iii) la aplicación de un esquema de metas explícitas de inflación, (iv) la

liberalización del comercio internacional, y (v) la adopción de un marco legal y constitucional no discriminatorio para la inversión extranjera. Es así que, a partir del 2008, el Perú goza de grado de inversión, según las principales agencias calificadoras de riesgo como Standard & Poor's Moody's y Fitch. El Perú es considerado como uno de los países con mejor ambiente para hacer negocios, y se encuentra entre los primeros 23 países en el ranking de entorno macroeconómico en el 2015. En consecuencia, la situación económica del Perú de hoy es distinta a aquella de principios de la década de 1990. El Perú al tener una buena performance económica y fiscal puede acceder a los mercados internacionales a tasas de interés bajas y financiarse a bajo costo. En el siguiente gráfico se aprecia el descenso de la tasa de riesgo país para el Perú; es así que de registrar una tasa de 6.6% en el año 1998, se ha pasado a 2.0% en el año 2016 (Vásquez y Aguirre, 2017).

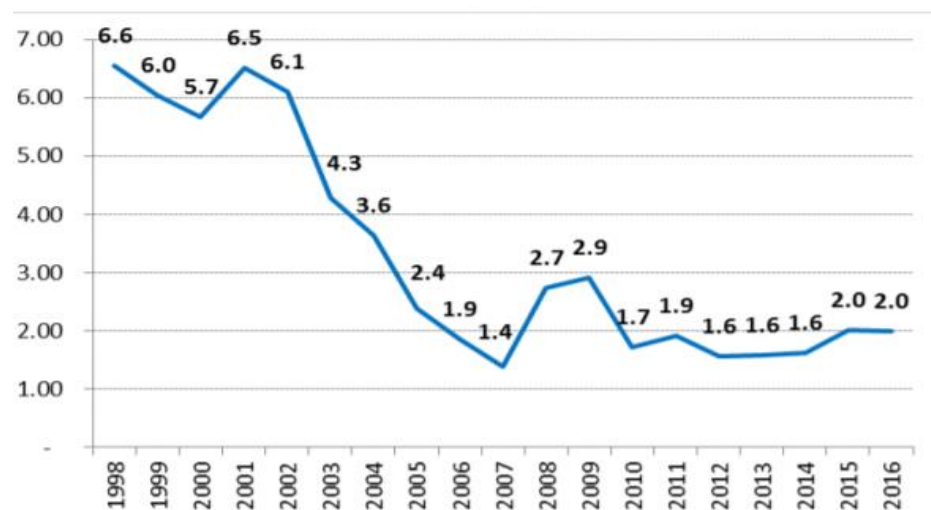


Figura 17. Evolución del Riesgo País para Perú, 1998 –2016. (en %)

Fuente: BCRP

3.5.6.3.2. Metodología del WACC

Costo de Capital Promedio Ponderado

El costo de oportunidad del capital se estimará a partir del concepto de Costo de Capital Promedio Ponderado (WACC, Weighted Average Cost of Capital), el cual es un promedio ponderado del costo de la deuda y el costo del capital propio (equity), asumiendo que las empresas se financian mediante ambos tipos de fondos (deuda y capital propio). Si se tiene el caso de una empresa

que no ha emitido deuda y sólo se financia con capitales propios, su costo de oportunidad del capital equivaldría al costo del capital propio. En el otro caso, si una empresa se financia sólo mediante deuda, su costo de oportunidad del capital equivaldría al costo de la deuda. La tasa WACC es una medida de referencia del retorno esperado que las empresas esperan obtener como mínimo para que se haga frente a sus obligaciones y permitirles una rentabilidad adecuada (Vásquez y Aguirre, 2017). La fórmula para determinar la tasa WACC es la siguiente:

$$WACC = \left(\frac{D}{D+E}\right)r_d(1-t) + \left(\frac{E}{D+E}\right)r_E \quad (16)$$

donde:

D: Valor de la deuda,

E: Valor del capital propio,

$r_d(1-t)$: Costo de la deuda después de impuestos,

r_E : Costo del capital propio.

3.5.6.3.3. Consideraciones para el cálculo del WACC

Para realizar el cálculo de la tasa WACC bajo el enfoque plain vanilla en las industrias supervisadas y reguladas por Osinergmin, se consideraron las siguientes:

- **Tasa Libre de Riesgo**

Es un concepto teórico que indica que en la economía existe una alternativa de inversión que no tiene riesgo para el inversionista. Ésta proporciona un rendimiento seguro en una unidad monetaria y en un plazo determinado, donde no existe riesgo crediticio ni riesgo de reinversión ya que, vencido el período, se dispondrá del efectivo. Se considera la estimación para esta variable la tasa del Bono del Tesoro Americano a 20 años publicada por el U.S. *Department of the Treasury* para cada uno de los años del período 2011-2015 (Vásquez y Aguirre, 2017).

- **Prima de Riesgo de Mercado**

La prima de mercado permite determinar qué la rentabilidad añadida se obtiene de una diversificada inversión en renta variable más allá que las que ofrece la renta fija. Para nuestro cálculo, se ha considerado la prima de Riesgo de Mercado generada por la diferencia entre el rendimiento del S&P500 (plataforma actual de inversión) y el rendimiento de los bonos de EE.UU.

- **Beta**

Para determinar un beta adecuado para cada subsector, se utilizó la beta promedio de un conjunto de grupos de empresas correspondiente a cada subsector. El detalle es el siguiente:

- Industria de Gas Natural: subsectores de exploración y producción (E&P), transporte y distribución.
- Industria de Electricidad: subsectores de generación, transmisión y distribución.
- Industria de generadores de energía mediante RER: se utilizó una muestra de empresas comparables que realizan electricidad mediante tecnologías RER.

Cabe indicar que la base de datos para el cálculo se extrajo de Bloomberg, la cual proporciona betas desapalancados que son promediados por subsector y posteriormente reapalancados considerando el ratio deuda-capital promedio de cada subsector junto con la tasa impositiva del mercado (el cálculo detallado se encuentra descrito en el Anexo, el cual detalla los valores utilizados para cada subsector) (Vásquez y Aguirre, 2017).

- **Riesgo País:**

El riesgo país es relacionado con la eventualidad de que un estado soberano se vea imposibilitado o incapacitado de cumplir con sus obligaciones con algún agente extranjero, por tal razón fuera de los riesgos usuales que surgen de cualquier relación crediticia. La estimación considera el EMBIG Perú promedio de cada año, elaborado por JP Morgan y publicado por el Banco Central de Reserva del Perú (Vásquez y Aguirre, 2017).

- **Costo de Deuda**

La estimación toma como consideración la información histórica de los estados financieros (EE.FF.) de las empresas; en base a este valor, se obtiene el ratio de los gastos financieros (pagos por intereses) entre la deuda de largo plazo. También, hay casos en donde las notas de EE.FF. señalan las tasas a las que la empresa se queda endeudada, en dichos casos se ha utilizado estas tasas y se ha ponderado con el peso de la deuda que representa. Por último, se puede usar también un referente de mercado que corresponde a las tasas activas que cobra la banca local por tipo de empresa (Corporativa, Gran Empresa, Mediana Empresa) elaboradas por la SBS (Vásquez y Aguirre, 2017).

- **Deuda/Patrimonio**

La estimación se considera un ratio de Deuda/Patrimonio de cada subsector.

3.5.6.3.4. Resultados y benchmarking

En base esta metodología antes expuesta, la cual se encuentra detallada en el Anexo del presente documento, se muestran los resultados del cálculo de la tasa WACC nominal en dólares por subsector de la industria eléctrica en el Perú.

Tabla 6

Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC por sus siglas en inglés) para el periodo 2011-2015

Cálculo de la Tasa de Descuento	2015			2014			2013			2012			2011		
	Distribución	Transmisión	Generación	Distribución	Transmisión	Generación	Distribución	Transmisión	Generación	Distribución	Transmisión	Generación	Distribución	Transmisión	Generación
Costo del Capital															
Beta desapalancado	0.66	0.37	0.53	0.66	0.37	0.53	0.66	0.37	0.53	0.66	0.37	0.53	0.66	0.37	0.53
Deuda/Capital	39.6%	132.9%	52.0%	39.6%	132.9%	52.0%	39.6%	132.9%	52.0%	39.6%	132.9%	52.0%	39.6%	132.9%	52.0%
Tasa de Impuesto	28.00%	28.00%	28.00%	30.00%	30.00%	30.00%	30.00%	30.00%	30.00%	30.00%	30.00%	30.00%	30.00%	30.00%	30.00%
Beta apalancado	0.849	0.724	0.726	0.844	0.714	0.721	0.844	0.714	0.721	0.844	0.714	0.721	0.844	0.714	0.721
Tasa libre de riesgo	2.98%	2.98%	2.98%	3.28%	3.28%	3.28%	3.48%	3.48%	3.48%	3.73%	3.73%	3.73%	4.21%	4.21%	4.21%
Prima de riesgo de mercado (MRP)	6.43%	6.43%	6.43%	6.51%	6.51%	6.51%	6.46%	6.46%	6.46%	6.19%	6.19%	6.19%	6.09%	6.09%	6.09%
Costo del Capital	8.44%	7.63%	7.65%	8.77%	7.92%	7.97%	8.93%	8.09%	8.14%	8.96%	8.15%	8.19%	9.35%	8.56%	8.60%
Prima de riesgo país	2.01%	2.01%	2.01%	1.62%	1.62%	1.62%	1.62%	1.62%	1.62%	1.57%	1.57%	1.57%	1.91%	1.91%	1.91%
Costo del Capital ajustado para Perú	10.45%	9.64%	9.65%	10.40%	9.55%	9.59%	10.56%	9.71%	9.76%	10.53%	9.72%	9.76%	11.26%	10.47%	10.51%
Costo de la Deuda															
Costo de la Deuda	5.4%	4.9%	6.9%	5.4%	4.9%	6.9%	8.2%	6.6%	10.2%	8.9%	5.5%	7.7%	10.3%	7.1%	8.5%
Tasa de Impuesto	28.00%	28.00%	28.00%	30.00%	30.00%	30.00%	30.00%	30.00%	30.00%	30.00%	30.00%	30.00%	30.00%	30.00%	30.00%
Costo de la Deuda	3.87%	3.55%	4.95%	3.76%	3.45%	4.82%	5.73%	4.62%	7.14%	6.25%	3.85%	5.39%	7.20%	4.96%	5.97%
Deuda	28.3%	57.1%	34.2%	28.3%	57.1%	34.2%	28.3%	57.1%	34.2%	28.3%	57.1%	34.2%	28.3%	57.1%	34.2%
Capital	71.7%	42.9%	65.8%	71.7%	42.9%	65.8%	71.7%	42.9%	65.8%	71.7%	42.9%	65.8%	71.7%	42.9%	65.8%
WACC US\$	8.58%	6.16%	8.05%	8.51%	6.07%	7.96%	9.19%	6.81%	8.86%	9.32%	6.37%	8.27%	10.11%	7.32%	8.96%

Fuente: Gerencia de Políticas y Análisis Económico - Osinetgmin.

3.5.6.4. Simulación Valor actual neto

Tabla 7

Parámetros para cálculo de VAN

Potencia [MW]	60.00
Inversión Necesaria [MMUS\$/MW]	1.30
Factor de planta	0.60
Tasa de Impuesto	0.18
Tasa de descuento (típica :10%)	8.42%

Tabla 8

Evaluación de la Central Hidroeléctrica Angel I, II, III

Central de hidroeléctrica 60 MW

Inversión [MM\$US/kW]	1.3
Potencia [MW]	60
Factor de planta	0.6
Impuesto	0.18
Tasa deto.	0.0842

Considerando precio 3 (en miles de dólar)

Periodo	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Año	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Generación anual [GWh]	0.00	0.00	315.36	315.36	315.36	315.36	315.36	315.36	315.36	315.36	315.36	315.36	315.36	315.36	315.36	315.36
Ventas [miles de \$US]	0.00	0.00	15768.00	15768.00	15768.00	15768.00	15768.00	15768.00	15768.00	15768.00	15768.00	15768.00	15768.00	15768.00	15768.00	15768.00
Costos (Depreciación)	0.00	-1300.00	-2600.00	-2600.00	-2600.00	-2600.00	-2600.00	-2600.00	-2600.00	-2600.00	-2600.00	-2600.00	-2600.00	-2600.00	-2600.00	-2600.00
Resultado Operacional AI	0.00	-1300.00	13168.00	13168.00	13168.00	13168.00	13168.00	13168.00	13168.00	13168.00	13168.00	13168.00	13168.00	13168.00	13168.00	13168.00
Impuesto	0.00	234.00	-2370.24	-2370.24	-2370.24	-2370.24	-2370.24	-2370.24	-2370.24	-2370.24	-2370.24	-2370.24	-2370.24	-2370.24	-2370.24	-2370.24
Resultado Operacional	0.00	-1066.00	10797.76	10797.76	10797.76	10797.76	10797.76	10797.76	10797.76	10797.76	10797.76	10797.76	10797.76	10797.76	10797.76	10797.76
Depreciación	0.00	1300.00	2600.00	2600.00	2600.00	2600.00	2600.00	2600.00	2600.00	2600.00	2600.00	2600.00	2600.00	2600.00	2600.00	2600.00
Inversión	-39000.00	-39000.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Flujo de caja real	-\$ 39,000	-\$ 38,766	\$ 13,398	\$ 13,398	\$ 13,398	\$ 13,398	\$ 13,398	\$ 13,398	\$ 13,398	\$ 13,398	\$ 13,398	\$ 13,398	\$ 13,398	\$ 13,398	\$ 13,398	\$ 13,398
Flujos descontados	-\$ 39,000	-\$ 35,755	\$ 11,398	\$ 10,512	\$ 9,696	\$ 8,943	\$ 8,249	\$ 7,608	\$ 7,017	\$ 6,472	\$ 5,970	\$ 5,506	\$ 5,078	\$ 4,684	\$ 4,320	\$ 3,985
sumas parciales	-\$ 39,000	-\$ 74,755	-\$ 63,358	-\$ 52,845	-\$ 43,149	-\$ 34,206	-\$ 25,958	-\$ 18,350	-\$ 11,333	-\$ 4,861	\$ 1,109	\$ 6,615	\$ 11,693	\$ 16,377	\$ 20,697	\$ 24,682
mayor que 0?	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	10	11	12	13	14	15

VAN (miles de \$US):	\$59,024
TIR	15.77%
Plazo recuperación capital:	10 años
Índice de rentabilidad IR:	2.51

Central de hidroeléctrica 60 MW

Inversión [MM\$US/KW]	1.3
Potencia [MW]	60
Factor de planta	0.6
Impuesto	0.18
Tasa deto.	0.0842

Considerando precio 3 (en miles de dólares):

Periodo	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
Año	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
Generación anual [GWh]	315.36	315.36	315.36	315.36	315.36	315.36	315.36	315.36	315.36	315.36	315.36	315.36	315.36	315.36	315.36	315.36
Ventas [miles de \$US]	15768.00	15768.00	15768.00	15768.00	15768.00	15768.00	15768.00	15768.00	15768.00	15768.00	15768.00	15768.00	15768.00	15768.00	15768.00	15768.00
Costos (Depreciación)	-2600.00	-2600.00	-2600.00	-2600.00	-2600.00	-2600.00	-2600.00	-2600.00	-2600.00	-2600.00	-2600.00	-2600.00	-2600.00	-2600.00	-2600.00	-2600.00
Resultado Operacional AI	13168.00	13168.00	13168.00	13168.00	13168.00	13168.00	13168.00	13168.00	13168.00	13168.00	13168.00	13168.00	13168.00	13168.00	13168.00	13168.00
Impuesto	-2370.24	-2370.24	-2370.24	-2370.24	-2370.24	-2370.24	-2370.24	-2370.24	-2370.24	-2370.24	-2370.24	-2370.24	-2370.24	-2370.24	-2370.24	-2370.24
Resultado Operacional	10797.76	10797.76	10797.76	10797.76	10797.76	10797.76	10797.76	10797.76	10797.76	10797.76	10797.76	10797.76	10797.76	10797.76	10797.76	10797.76
Depreciación	2600.00	2600.00	2600.00	2600.00	2600.00	2600.00	2600.00	2600.00	2600.00	2600.00	2600.00	2600.00	2600.00	2600.00	2600.00	2600.00
Inversión	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Flujo de caja real	\$ 13,398	\$ 13,398	\$ 13,398	\$ 13,398	\$ 13,398	\$ 13,398	\$ 13,398	\$ 13,398	\$ 13,398	\$ 13,398	\$ 13,398	\$ 13,398	\$ 13,398	\$ 13,398	\$ 13,398	\$ 13,398
Flujos descontados	\$ 3,675	\$ 3,390	\$ 3,127	\$ 2,884	\$ 2,660	\$ 2,453	\$ 2,263	\$ 2,087	\$ 1,925	\$ 1,775	\$ 1,638	\$ 1,510	\$ 1,393	\$ 1,285	\$ 1,185	\$ 1,093
sumas parciales	\$ 28,357	\$ 31,747	\$ 34,873	\$ 37,757	\$ 40,417	\$ 42,870	\$ 45,133	\$ 47,220	\$ 49,145	\$ 50,920	\$ 52,558	\$ 54,068	\$ 55,461	\$ 56,746	\$ 57,931	\$ 59,024
mayor que 0?	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31

VAN (miles de \$US): \$59,024

TIR 15.77%

Plazo recuperación capital: 10 años

Índice de rentabilidad IR: 2.51

Tabla 9

Análisis de los escenarios calculados

VAN	=	\$/59,024.01	>	0	Es viable el proyecto
TIR	=	15.77%	>	Tasa dsto.	Es viable el proyecto
IR	=	2.51	>	1	Es viable el proyecto

3.5.7. Evaluación del proyecto de Generación Eléctrica, mediante la Teoría de Opciones Reales (TOR)

La posibilidad de realizar un proyecto de inversión rentable es muy similar a una opción de compra de acciones. Ambos están implicados con el derecho, pero no la obligación, de obtener un activo pagando una cierta cantidad de dinero en un determinado momento. Las opciones reales es aquella cuyo activo subyacente es un activo real como, por ejemplo, un proyecto de inversión, un inmueble, una patente, una empresa, etc. (Mascareñas, 2018).

El valor de las opciones es función de seis variables, como se observa en la Tabla 10.

3.5.7.1. El Precio del Activo Subyacente (S)

En una opción financiera, indica el precio actual del activo financiero subyacente; mientras que en la opción real se refiere al valor presente del activo real subyacente, es decir, el valor presente de los flujos de efectivo que se espera que genere este activo (Mascareñas, 2018).

Tabla 10

Valor de las opciones en función a sus variables

Opción de compra real	Variable	Opción de compra financiera
Valor de los activos operativos que se van a adquirir: VA de los flujos de caja que genere el activo real.	S	Precio del activo financiero: VA de los flujos de caja que genere el activo financiero.
Desembolsos requeridos para adquirir el activo real: Coste del proyecto de inversión.	X	Precio de ejercicio al que se tiene derecho a adquirir el activo Financiero.
Longitud del tiempo que se puede demorar la decisión de realizar el proyecto de inversión.	T	Tiempo hasta el vencimiento de la opción de compra.
Riesgo del activo operativo subyacente: Volatilidad del VA de los flujos de caja.	σ^2	Varianza de los rendimientos del activo financiero.
Valor temporal del dinero	r_f	Tasa de interés sin riesgo.
Flujos de caja a los que se renuncia por no realizar ahora mismo el proyecto de inversión.	D	Dividendos del activo subyacente.

Fuente: Mascareñas (2018)

3.5.7.2. El Precio de Ejercicio (X)

En la opción financiera indica el precio al que el dueño de la opción puede ejercerla, es decir, el precio que puede pagar para comprar el activo financiero subyacente (call), o el precio que le pagarán por venderlo (put). En la opción real, indica el precio a pagar por hacerse con el activo real subyacente, es decir, con sus flujos de caja (por ejemplo, en un proyecto de inversión, será el desembolso inicial); o el precio al que el propietario del activo subyacente tiene derecho a venderlo, si la opción es de venta (Mascareñas, 2018).

3.5.7.3. El Tiempo hasta el Vencimiento (t)

Tiempo disponible para que su propietario ejerza la opción.

3.5.7.4. El Riesgo o Volatilidad (σ)

Varianza, o desviación típica, de los rendimientos del activo subyacente. Indica la volatilidad del activo subyacente cuyo precio medio es S pero que puede oscilar en el futuro (Mascareñas, 2018), la medida de dicha oscilación es la desviación típica de los rendimientos (Mora y Donoso, 2011).

3.5.7.5. El tipo de interés sin riesgo (rf)

Refleja el valor temporal del dinero.

3.5.7.6. Los dividendos (D)

Dinero líquido generado por el activo subyacente durante el tiempo que el propietario de la opción la posee y no la ejerce. Si la opción es de compra, este dinero lo pierde el propietario de la opción (porque si hablamos de una opción de compra de acciones, mientras ésta no se ejerza su propietario no será accionista y, por tanto, no tendrá derecho a los dividendos) (Mascareñas, 2018). En el caso de las opciones reales de compra, es el dinero que genera el activo subyacente mientras el propietario de aquélla no la ejerza (Mora y Donoso, 2011).

En la Tabla 11. Si el precio del activo subyacente aumenta (o disminuye) en la opción de compra el valor también lo hará. En cambio con la opción de venta ocurre lo contrario.

Si el precio de ejercicio aumenta (o disminuye) el valor de la opción de compra bajará (o aumentará). En la opción de venta valor se mueve en el mismo sentido que el precio de ejercicio.

Tabla 11

Impacto diferente sobre el valor de las opciones

	Opción de Compra	Opción de Venta
Precio del activo subyacente	+	-
Precio de ejercicio	-	+
Tiempo	+	+
Riesgo	+	+
Tipo de interés	+	-
Dividendos	-	+

Fuente: Mascareñas (2018)

En cuanto al riesgo asociado al proyecto (σ), es necesario señalar que cuanto más grande sea máspreciado será la opción de diferir el proyecto. Ello se debe a la asimetría existente entre ganancias y pérdidas; así un aumento de las operaciones hará aumentar la positividad del VAN mientras que un gran descenso de aquéllas no necesariamente hará que el VAN sea negativo (porque, en este caso, se pueden eliminar las pérdidas al no ejercer la opción de inversión, como se observa en la Figura 18 y Figura 19.

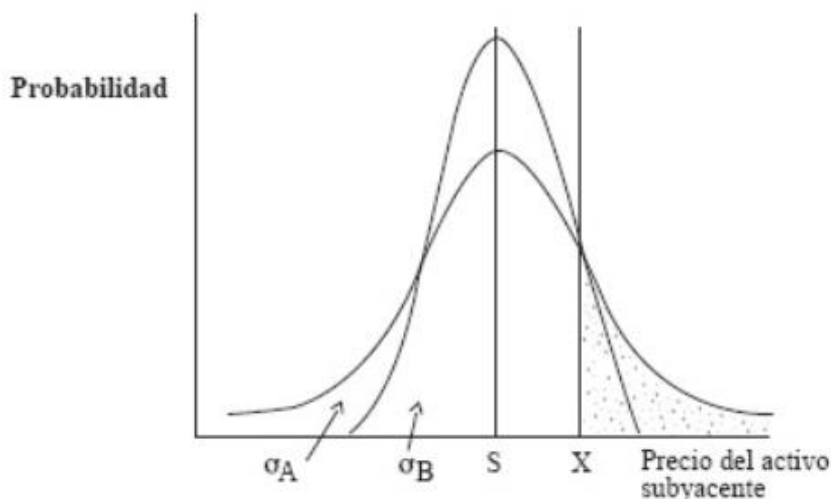


Figura 18. Precio de activo subyacente

Fuente: Mascareñas (2018)

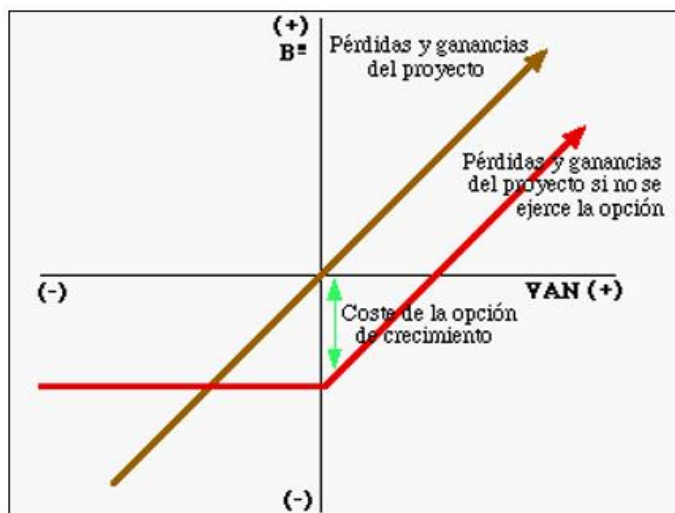


Figura 19. Asimetría entre ganancias y pérdidas

Fuente: Mascareñas (2018)

Se tiene que tener en cuenta que, aunque un aumento del riesgo del proyecto puede el valor de la opción aumentar, en el contexto del presupuesto de capital podría aumentar el coeficiente de la volatilidad beta del activo y reducir el VAN del escenario base a través del aumento de la tasa de descuento.

En tal sentido, habrá casos en que el aumento del valor de la opción supere al descenso del VAN básico, pero habrá otros en que ocurra lo contrario. Concretando, un aumento del valor de la opción de diferir el proyecto no significa que aumente el deseo de invertir, puesto que el aumento del riesgo reduce dicho deseo (o retrasa la decisión de inversión) debido a que el incremento en el valor del proyecto de inversión se debe, precisamente, al valor de la espera. Así, el aumento del valor de la opción de diferir la inversión refleja exactamente la necesidad de esperar todo lo que se pueda antes de proceder a realizar el proyecto (Mascareñas, 2018).

Por tal razón Mascareñas indica que un aumento del tipo de interés sin riesgo (r_f) produce un descenso del valor del activo (al penalizar el valor actual de los flujos de caja esperados) y, al mismo tiempo, reduce el valor actual del precio de ejercicio de la opción. Por lo general, pero no siempre, el efecto neto resultante induce a pensar que un aumento del tipo de interés sin riesgo provoca un ascenso del valor de los proyectos con opciones de expansión (esto es, que un aumento del tipo de interés sin riesgo suele reducir con más fuerza el valor actual del precio de

ejercicio que el valor del activo). En cuanto a los dividendos. Cuanto más sea su valor menos es el valor de la opción de compra. En el contexto de los proyectos de inversión reales, los dividendos vienen a ser los flujos de caja a los que se renuncia por no haber realizado ya el proyecto de inversión. Así, por ejemplo se está pensando en si lleva a cabo, o no el desarrollo de una patente, mientras no lo haga está dejando de ganar los flujos de liquidez que le proporcionaría el haberlo desarrollado ya (Mascareñas, 2018).

3.5.8. Pasos a Seguir para La Evaluación Opciones Reales

Las Opciones Reales es una metodología que ha sido usado a sectores industriales, petroleros y eléctricos. Hoy en día, es aquella que emplea la incertidumbre y la flexibilidad como herramientas que responden a escenarios cambiantes, ayuda a la visualización, planeación y realización del proyecto.

Para la ejecución de las opciones reales como metodología para evaluación de proyectos de inversión en generación eléctrica, seguiremos el siguiente procedimiento (ver Figura 20):

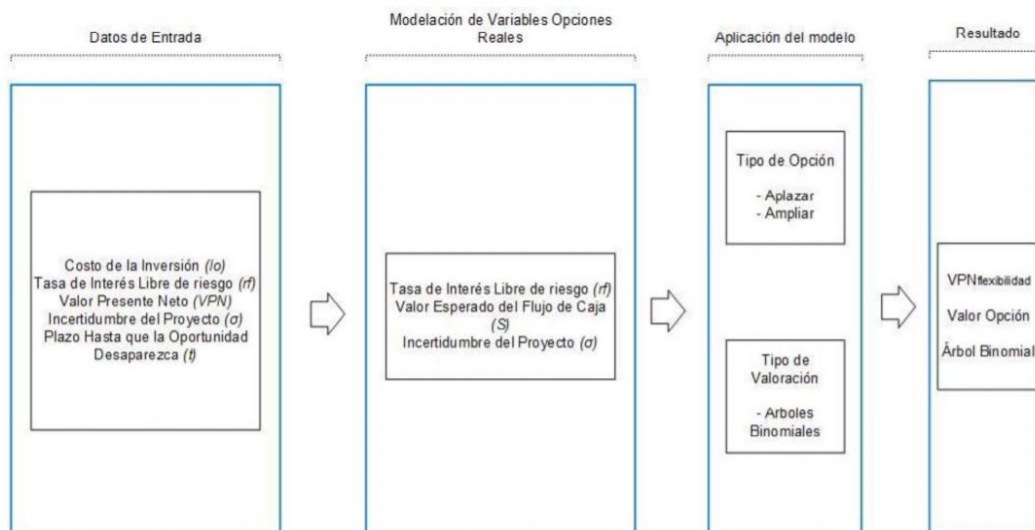


Figura 20. Diagrama de Flujo Evaluación de Opciones Reales

Fuente: Silva (2019)

3.5.8.1. Datos de Entrada

Los datos de entrada correspondiente a esta metodología corresponden a los descritos en la siguiente Tabla 12:

Tabla 12

Datos de Entrada Opciones Reales

Datos	Unidad
Valor Presente Neto (VPN)	MMUSD
Costo de la Inversión (Io)	MMUSD
Incertidumbre sobre los precios del proyecto (σ)	%
Plazo hasta que la oportunidad desaparezca (t)	Años
Tasa de interés libre de riesgo (rf)	%

3.5.8.2. Modelación de Variables Opciones Reales

A continuación, se especifica mediante los datos de entrada la obtención de los valores de las variables:

Valores Esperados del Flujo de Caja (S)

De la evaluación Probabilista se tiene un valor esperado de VAN de ese podemos tener el valor esperados de los Flujo de Caja, con la ecuación del Valor Presente Neto.

$$S = \text{VPN} + I_o \quad (17)$$

Incertidumbre de los Precios o Volatilidad σ

Para obtener el valor de incertidumbre o volatilidad se utiliza el método de Flujo de Caja Logarítmica, el cual consiste en usar los cambios de los flujos para determinar el valor de la volatilidad. Así, para nuestro modelo se aplica la siguiente ecuación:

$$\sigma = \frac{\sigma(USD) * 100}{VPN_{Prob}} \quad (18)$$

Donde:

$\sigma(USD)$: Desviación Estándar del proceso probabilista

σ : Volatilidad en Porcentaje

VPN_{Prob} : Valor Presente Neto Esperado

Para el cálculo de la volatilidad ver anexo 2.

3.5.8.3. Aplicación del Modelo

Para aplicar el modelo de evaluación se debe tomar en cuenta primero el tipo de opción a utilizar y el modelo de valoración a continuación se detalla cada uno: Para este estudio se especifica el proceso para las opciones de diferir y expandir mediante el uso de mallas o arboles binomiales. Una vez con los datos correspondientes se calcula los siguientes factores:

$$U = e^{\sigma} \tag{19}$$

$$D = 1/U \tag{20}$$

Donde:

U: Factor de Alza.

D: Factor de Baja.

σ : Volatilidad en porcentaje.

Los árboles binomiales y mallas corresponden a la forma de una red donde su estructura básica se muestra de la siguiente manera (Figura 21):

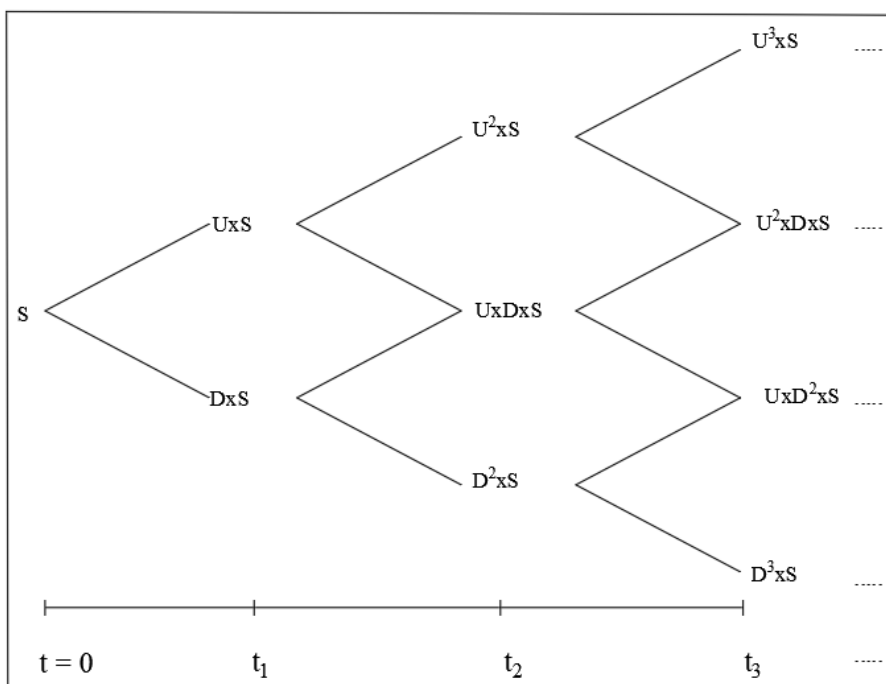


Figura 21. Esquema general de una malla y árbol binomial

Una vez que se obtiene la malla para un tiempo t, se emplea la ecuación para el tipo de opción a analizar, para este estudio se utilizará los siguientes criterios:

Opción de Aplazar

Para la opción de aplazar o diferir se puede utilizar la siguiente ecuación que permite obtener el valor de la opción (Silva, 2019).

$$OR = \text{MAX} (V_f - I, 0) \quad (21)$$

Donde:

V_f : Valor de los flujos de Caja una vez finalizado el tiempo de la opción

I : Inversión Inicial

Opción de Expandir

Se denomina a una opción de expansión como aquella acción donde se requiere de aumentar la escala de operación debido a un aumento de demanda con el fin de aprovechar nuevas oportunidades de inversión (Silva, 2019).

$$OR = \text{MAX} (eV - I_e, 0) \quad (22)$$

Donde:

e : Porcentaje adicional del proyecto inicial

V : Valor presente de los flujos de caja una vez finalizado el tiempo de la opción

I_e : Inversión Adicional requerida

Una vez calculado el valor de la opción en cada uno de los terminales se utiliza la ecuación siguiente:

$$E = \frac{OR * p + OR(1 - p)}{a} \quad (23)$$

Teniendo en cuenta que:

$$a = e^{\sqrt{\Delta t} * r_f}$$

$$p = \frac{a - D}{U - D}$$

Donde:

r_f : Tasa de libre riesgo

p : Probabilidad de ocurrencia

Este resultado obtenido se lo realiza para los últimos valores de la malla o árbol binomial como se puede observar en la siguiente Figura 22, ya que a partir de ellos iremos de atrás para adelante con el fin de hallar el valor de la opción y el correspondiente al VPN que contiene la flexibilidad (Silva, 2019).

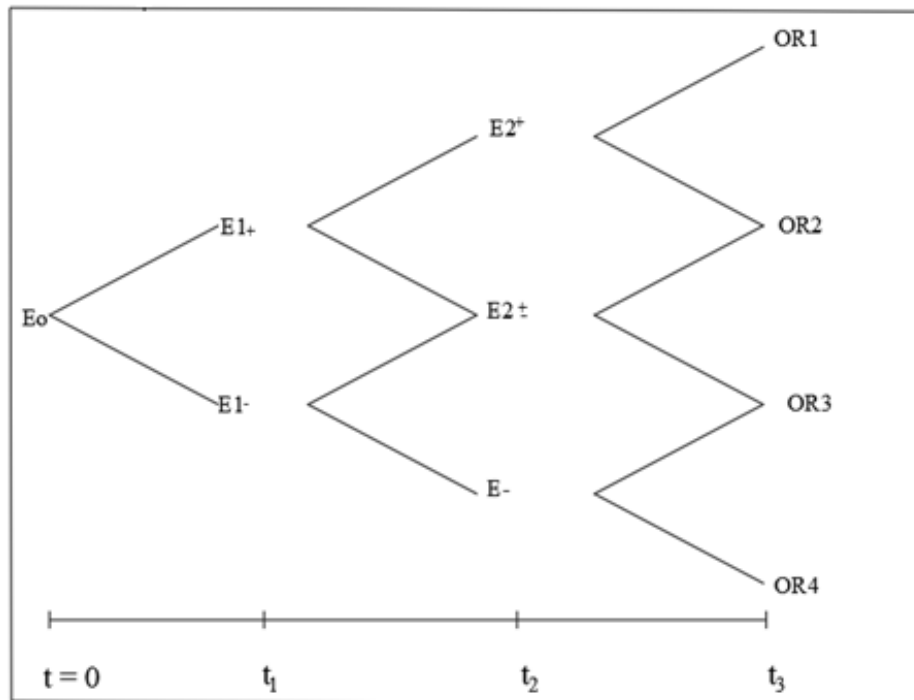


Figura 22. Esquema general de una malla y árbol binomial de una opción real

3.5.8.4. Resultado

El valor de VPN con flexibilidad corresponde a la siguiente expresión obtenida del resultado del árbol binomial:

$$VPN_{\text{flexibilidad}} = E_0 \quad (24)$$

El valor de la opción se de aplazar o expandir se calcula mediante la siguiente expresión:

$$VPN_{\text{opción}} = VPN_{\text{flexibilidad}} - VPN_{\text{actual}} \quad (25)$$

CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. Modelo de Evaluación en la Región Puno

Se toma los datos de la Central Hidroeléctrica Ángel I, Ángel II y Ángel III, cada central tiene una potencia de 20 MW que se encuentra ubicado en la Provincia de Carabaya - Distrito de Ollachea - Región de Puno.

Tabla 13

Característica del proyecto de inversión en tecnología de generación eléctrica evaluado

PARAMETROS		UNIDAD
Potencia Instalada	60	[MW]
Factor de Planta	0.6	p.u.
Precio Inicial	75	[MMUS\$]
Inversión	80	[MMUS\$]
Tasa de Descuento	8.42	[%]
Sigma anual	44.49	[%]
Vida Útil	24	[Años]
Plazo de Construcción	2	[Años]

Fuente: (Dirección Regional de Energía y Minas Puno, 2019)

Se realiza el cálculo del VAN medio esperado:

$$VAN = - 80 + 75$$

$VAN = - 5 \text{ MMUS\$}$, indicaría que el proyecto de generación eléctrica es rechazado al no tener en cuenta el valor de las opciones implícitas.

Por otro lado las opciones son evaluadas al realizar un proceso que es neutral al riesgo por el cual el valor actual para cualquier derecho contingente es calculado utilizando sus futuros esperados valores.

Para lograr esta evaluación, se aplica el método binomial de valoración de opciones y calculamos el valor de probabilidad neutral al riesgo.. Previamente calculamos los coeficientes de ascenso (U) y de descenso (D) del valor medio esperado (los 75 MMUS\$).

$$U = e^{\sigma} = e^{0.4449} = 1.56$$

$$D = \frac{1}{U} = 0.64$$

Para calcular las probabilidades neutrales se utilizan las expresiones siguientes:

Probabilidad de ascenso:

$$p = \frac{(1 + r_f) - D}{U - D} = 0.482$$

Probabilidad de descenso:

$$1 - p = 0.518$$

En la Figura 23, se puede observar la distribución del valor del negocio el próximo año en relación con su valor actual. En otras palabras, con arreglo a la desviación típica del valor actual del negocio podemos esperar que su valor dentro de un año alcance uno de los siguientes valores: 117 millones o 48 millones.

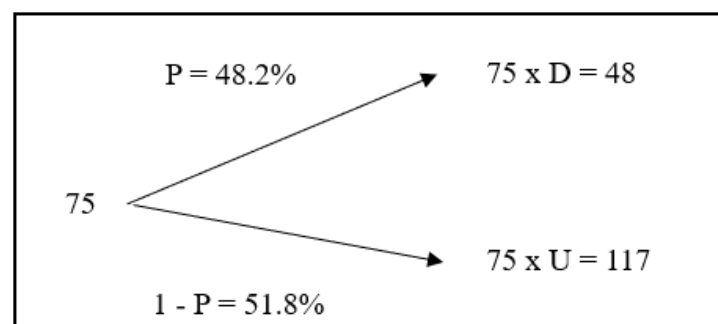


Figura 23. Distribución de valores del proyecto

Seguidamente se calcula el valor actual del proyecto (Eo) dado por la siguiente expresión:

$$E_0 = \frac{pE_1^+ + (1-p)E_1^-}{(1+r_f)} = \frac{0.482 * 117 + (1 - 0.482) * 48}{(1 + 0.0842)} = 75$$

Para la toma de decisiones del proyecto de inversión se evalúa en los escenarios siguientes:

- Opción de diferir.
- Opción de ampliar.
- Opción de abandono.

4.2. La Opción de Diferir el Proyecto de Inversión

Para el proyecto de inversión la opción de diferir provee a su propietario el derecho a retrasar su realización durante un plazo de tiempo determinado.

$$E_1 = \text{Máx [VA}_1 - A_1; 0]$$

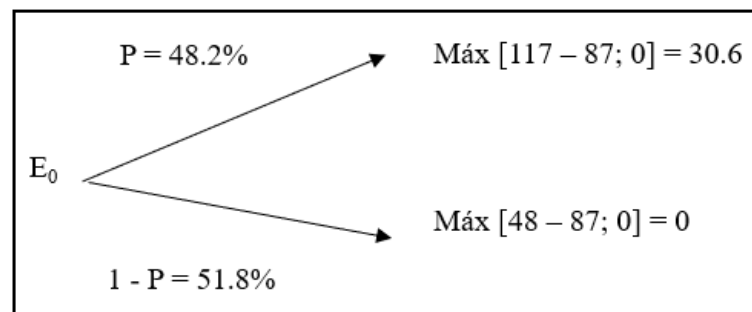
Esto significa que la opción de diferir es parecida a una opción de compra americana sobre el valor actualizado de los flujos de caja esperados del proyecto (VA) y el precio de ejercicio es A_1

$$\text{Si } A_1 = 80 \times 1.0842 = 86.74 \text{ MMUS\$}$$

mientras que los valores actuales del proyecto durante un año, en el caso de neutralidad al riesgo, se calculan mediante la siguiente expresión.

$$E_1^+ = \text{Máx [VA}_1 - A_1^+; 0] = \text{Máx [117 - 86.74; 0] = 30.26}$$

$$E_1^- = \text{Máx [VA}_1 - A_1^-; 0] = \text{Máx [48 - 86.74; 0] = 0}$$



El valor total del proyecto de la opción de diferir incluida, se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$E_0 = \frac{pE_1^+ + (1-p)E_1^-}{(1+r_f)} = \frac{0.482 * 30.26 + (1 - 0.482) * 0}{(1 + 0.0842)} = 13.46$$

Por lo tanto, la opción a diferir es:

$$\text{Opción de diferir} = \text{VAN total} - \text{VAN básico} = 13.46 - (-5) = 18.46$$

4.3. La Opción de Ampliación o Crecimiento del Proyecto de Inversión

Si los resultados de los precios son más rentables de lo que se esperaba inicialmente, la dirección o gerencia podría tomar la decisión de acelerar sus planes de ampliación de la producción (en un $x\%$) con un costo adicional (A_E). Esto equivale a tener una opción de compra sobre una parte adicional del proyecto base con un precio de ejercicio igual a A_E . tal cual, la oportunidad de inversión con la incorporación de la opción de ampliación puede considerarse como un proyecto de inversión inicial o base (VA) más una opción de compra sobre una futura inversión, se realiza mediante la siguiente expresión:

$$E_1 = VA_1 + \text{Máx} [xVA_1 - A_E; 0]$$

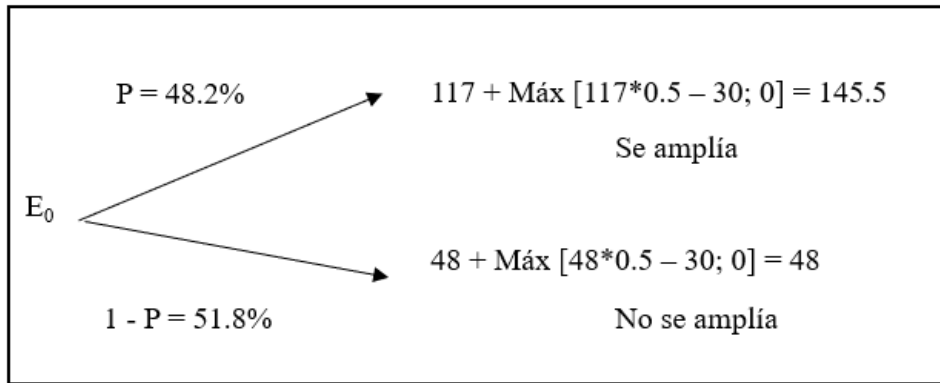
La opción de ampliar el proyecto de inversión puede ser estratégicamente importante, así se podrá posibilitar a la compañía la capitalización de las futuras oportunidades de crecimiento.

Se tiene en consideración que la empresa tiene la oportunidad de incrementar la tasa de producción en un 50% más ($x = 0,5$) influyendo en un desembolso adicional posterior de 30 millones de dólares (A_E), siempre que las condiciones imperantes en ese momento resulten ser las más adecuadas.

Posteriormente después, de un año, el equipo directivo puede tomar la decisión entre continuar con producción actual o ampliarla en un 50% más pagando una cantidad adicional:

$$\begin{aligned} E_1^+ &= VA_1^+ + \text{Máx}[xVA_1^+ - A_E; 0] = 117 + \text{Máx}[0.5 * 117 - 30; 0] \\ &= 145.5 \text{ (ampliar)} \end{aligned}$$

$$E_1^- = VA_1^- + \text{Máx}[xVA_1^- - A_E; 0] = 48 + \text{Máx}[0.5 * 48 - 30; 0] = 48 \text{ (no ampliar)}$$



El valor total del proyecto (E_0), opción de ampliación incluida, será igual a actualizar el valor medio del proyecto en el año 1 (E_1) y restarle el desembolso inicial necesario para realizar la inversión (80 millones):

$$E_0 = \frac{pE_1^+ + (1 - p)E_1^-}{(1 + r_f)} - A_0 = \frac{0.482 * 145.5 + (1 - 0.482) * 48}{(1 + 0.0842)} - 80 = 7.62$$

$$\text{Opción de ampliar} = \text{VAN total} - \text{VAN básico} = 7.62 - (-5) = 12.62$$

El valor de la opción de ampliar tendrá un valor de 12.62 millones de dólares (lo que representa el 16,83% del valor actual de los flujos de caja).

4.4. La Opción de Abandono del Proyecto de Inversión

Esta opción le da al propietario del proyecto de inversión el derecho a liquidar, vender, cerrar un determinado proyecto a cambio de un precio.

Los directivos tienen una opción para abandonar el proyecto de inversión a cambio de su valor residual (éste podría ser su valor de liquidación, la venta de la compañía, etc.).

$$VA + \text{Máx} [VR - VA; 0] = \text{Máx} [VA; VR]$$

Por lo tanto, se supone que el valor residual del proyecto de generación hidroeléctrica (o el de su mejor alternativa) se distribuye de acuerdo al esquema temporal mostrado en la Figura 24.

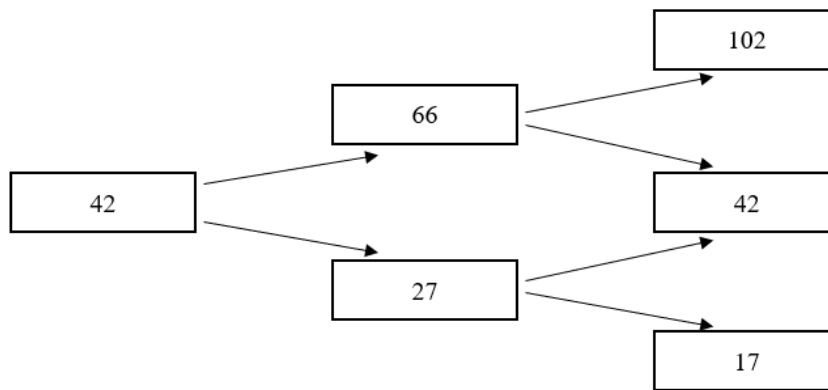


Figura 24. Distribución binomial del valor residual

La dirección o gerencia para la toma de decisiones en la opción de abandono del proyecto de inversión puede observar como el valor residual actual ($VR_0 = 42$ millones), se puede ver que es menor al valor actual del proyecto de inversión ($VA_0 = 75$), puesto que si esto no fuese así la directiva directamente elegiría por no acometer este último; además tiene una menor varianza. Así, el valor del proyecto para los accionistas, suponiendo que puedan renunciar o abandonar al final del primer año, será:

$$E^+ = \text{Máx} [VA^+; VR^+] = \text{Máx} [117; 66] = 117 \text{ (continuar)}$$

$$E^- = \text{Máx} [VA^-; VR^-] = \text{Máx} [48; 27] = 48 \text{ (abandonar)}$$

El valor del proyecto de inversión, opción de abandono incluida, será:

$$E_0 = \frac{pE_1^+ + (1-p)E_1^-}{(1+r_f)} - A_0 = \frac{0.482 * 117 + (1 - 0.482) * 48}{(1 + 0.0842)} - 80 = -5$$

$$\text{Opción de cerrar} = \text{Valor total} - \text{VAN básico} = -5 - (-5) = 0$$

Discusión

- Para el análisis de una central hidroeléctrica se considera apropiado la utilización de la opción de diferir y expandir, debido a que la mayoría de proyectos hidroeléctricos son inversiones grandes e irreversibles, es decir una vez puesto en marcha el proyecto muy difícilmente se abandonará o reducirá.
- En la Figura 23 se ha mostrado la distribución de valores del negocio, con arreglo a la desviación típica del valor actual del negocio y que puede alcanzar los valores de 117 millones o 48 millones.



- La opción de diferir la inversión, muestra como el valor actual de los flujos de caja esperados es de 75 millones de dólares, quiere decir que el valor de la opción de diferir es igual al 24.61% del valor de dichos flujos. Un valor importante. También lo que estos resultados nos dicen es que ahora mismo no interesa invertir pero que el valor de esperar un año a ver cómo evoluciona el mercado de generación eléctrica es de 18.46 millones de dólares.
- En esta presente tesis se evaluaron mediante dos métodos, la primera es por el método tradicional (VPN), y por el método de opciones reales mediante arboles binomiales, es posible y necesaria la aplicación de la metodología de opciones reales a la evaluación social de proyectos, como complemento del método tradicional análisis costo-beneficio, en casos donde la incertidumbre y la flexibilidad son importantes.
- Se logró implementar un procedimiento numérico de árboles binomiales que evalúa las oportunidades de inversión para la tecnología de generación eléctrica, el modelo de los árboles binomiales es el que se adecua mejor a la teoría de opciones reales en esta presente tesis.

CONCLUSIONES

- En la tesis se desarrolló la metodología propuesta de opciones reales donde se adapta a procesos de inversión en el sector eléctrico de la Región de Puno, asumiendo la incertidumbre estratégica como medio de análisis. Además, permite adaptarse a medios cambiantes dependiendo del tipo de opción a utilizar esta metodología de opciones reales, también es una herramienta que permite evaluar proyectos de inversión para el sector eléctrico, los cuales no se consideran en estudios tradicionales.
- Se estudio el comportamiento de los precios eléctricos describiendo el comportamiento del mercado eléctrico peruano, donde se demostró que los precios poseen una alta volatilidad, esta volatilidad se estimó a través de datos históricos de precios, se logró obtener el parámetro coherente para ser utilizado como dato de entrada para la implementación del árbol binomial de opciones reales.
- Se analizó los planteamientos teóricos sobre valoración de empresas, en lo que respecta a la teoría de opciones reales, como alternativa en la valoración de proyectos en generación eléctrica.
- Se aplicó y evaluó el proyecto de generación eléctrica en la Región de Puno, mediante la teoría de opciones reales, donde la metodología de opciones reales evidencia ser una herramienta que permite evaluar proyectos de inversión para el sector eléctrico.



RECOMENDACIONES

- Para una mejoría de manejo de datos sería conveniente optimizar el procedimiento para que se utilice como aplicativo financiero para la toma de decisiones de posibles proyectos futuros en generación eléctrica.
- El propósito de evaluar la flexibilidad en los proyectos de inversiones en generación eléctrica se tiene que utilizar la teoría de opciones reales para valorar los proyectos operativa u oportunidades de crecimiento, así como el tratamiento de la manera de evaluar la incertidumbre son los que colocan la valoración de las opciones en una posición libre de riesgo.
- Para los trabajos de investigación se tiene que realizar y aplicar el método analítico donde tiene un grado de complejidad a la aplicación de la teoría de opciones reales y a la vez que solo atiende a casos de una o dos fuentes de incertidumbre, lo cual limita su aplicación práctica.

BIBLIOGRAFÍA

- Arango, M. A. A., Cataño, E. T. A., & Hernández, J. D. (2013). Valoración de proyectos de energía térmica bajo condiciones de incertidumbre a través de opciones reales. *Revista Ingenierías Universidad de Medellín*, 12(23), 83–100. <https://doi.org/10.22395/rium.v12n23a7>
- Arango, S. P., Sánchez, F. M., & Sánchez, G. V. (2015). *Metodología para la valoración de proyectos de generación eléctrica en Colombia vía opciones reales*. *Universidad EAFIT*, 32.
- Balibrea Iniesta, J. (2013). *Valoración de proyectos de generación eléctrica con energías renovables: Un estudio comparado basado en opciones reales regulatorias*. <https://repositorio.uam.es/handle/10486/14302>
- Barco, H. D. (2013). *Valoración de Empresas y Negocios Instituto Pacífico*. Lima: Pacífico Editores.
- Barria, C., & Rudnick, H. (2011). Investment under Uncertainty in Power Generation: Integrated Electricity Prices Modeling and Real Options Approach. *IEEE Latin America Transactions*, 9(5), 785–792. <https://doi.org/10.1109/TLA.2011.6030990>
- Black, F., & Scholes, M. (2018). *The Pricing of Options and Corporate Liabilities*. In *World Scientific Reference on Contingent Claims Analysis in Corporate Finance: Volume 1: Foundations of CCA and Equity Valuation 1*, 19.
- Brealey, M., & Myers, S. Allen;(2010). *Principios de Finanzas Corporativas*. BM Allen, *principios de las finanzas corporativas*. 1066.
- Brennan, M. J., & Schwartz, E. S. (1977). The Valuation of American Put Options. *The Journal of Finance*, 32(2), 449–462. <https://doi.org/10.2307/2326779>
- Buriticá Arboleda, C. I. (2012). *Gestión Integral de la Seguridad del Abastecimiento Eléctrico en Mercados Liberalizados* [Universitat Politècnica de València]. <https://doi.org/10.4995/Thesis/10251/18466>
- Calle Fernández, A. M., & Tamayo Bustamante, V. M. (2009). Decisiones de Inversión a través de Opciones Reales. *Estudios Gerenciales*, 25(111), 107–126.

- Concha A, A., Andalaft Ch, A., & Farías F, O. (2009). Gasificación de Carbón para Generación de Energía Eléctrica: Análisis con Valoración de Opciones Reales. *Ingeniare. Revista chilena de ingeniería*, 17(3), 347–359. <https://doi.org/10.4067/S0718-33052009000300008>
- Corpus, G. M. I. (2011). Valoración de empresas hidroeléctricas mediante opciones reales. *Trabajo Final para optar el título de: Magister en ingeniería administrativa. Universidad Nacional de Colombia.*
- Cortés López, J. C., & Navarro Quiles, A. (2016). *Fundamentos sobre opciones financieras: Una revisión desde una perspectiva matemática. Universitat Politècnica de València.* <https://riunet.upv.es/handle/10251/68275>
- Cox, J. C., Ross, S. A., & Rubinstein, M. (1979). Option pricing: A simplified approach. *Journal of Financial Economics*, 7(3), 229–263. [https://doi.org/10.1016/0304-405X\(79\)90015-1](https://doi.org/10.1016/0304-405X(79)90015-1)
- Cuervo, I. F., & Botero Botero, S. (2014). Aplicación de las opciones reales en la toma de decisiones en los mercados de electricidad. *Estudios Gerenciales*, 30(133), 397–407. <https://doi.org/10.1016/j.estger.2014.06.003>
- Dammert, A., Molinelli, F., & Carbajal, M. (2011). *Fundamentos técnicos y económicos del sector eléctrico peruano.* OSINERGMIN. Lima-Perú.
- de la Vega, V. M. G., & Porras, A. R. (2009). *Modelos estocásticos para el precio spot y del futuro de commodities con alta volatilidad y reversión a la media.* *Economics*, 3(2), 1-24.
- Dirección General de Electricidad. (2000). *El Decreto Supremo N° 017-2000-EM.* Ministerio de Energía y Minas. <http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Electricidad/legislacion/002subsectorelectricidad/ds017-2000-em.PDF>
- Dixit, R. K., & Pindyck, R. S. (2012). Investment under Uncertainty. En *Investment under Uncertainty.* Princeton University Press. Princeton, NJ. <https://doi.org/10.1515/9781400830176>

- Espíndola, C., & Valderrama, J. (2018) *Huella de Carbono: Cambio Climático, Gestión Sustentable y Eficiencia Energética*. Editorial Universidad de La Serena. <http://dx.doi.org/10.4067/S0718-07642018000400001>
- Espinosa, E. D. (2017). *Evaluación de la eficiencia térmica del ciclo tecnológico de la Central Termoeléctrica Lidio Ramón Pérez Instituto Superior Minero Metalúrgico. (Graduate dissertation, Departamento de Mecánica)*. 59.
- Fang, F., & Karki, R. (2018). *Reliability Implications of Riverflow Variations in Planning Hydropower Systems*. In *2018 IEEE Conference on Technologies for Sustainability (SusTech)* (pp. 1-6). IEEE. <http://dx.doi.org/10.1109/SusTech.2018.8671365>.
- Gamarra J. H. A., & Rodriguez, J.I.R. (2015). *Modelo estocástico para el despacho óptimo de energía considerando fuentes renovables y la aversión al riesgo: Aplicación al caso peruano. XXI Congreso Nacional de Ingeniería Mecánica, Eléctrica y Ramas Afines, CONIMERA, Lima, Perú*. <https://doi.org/10.13140/RG.2.1.1666.6723>
- Geman, H., & Roncoroni, A. (2006). Understanding the Fine Structure of Electricity Prices. *The Journal of Business*, 79(3), 1225–1261. <https://doi.org/10.1086/500675>
- González, F., Cantón, S. R., Pleguezuelo, R. H., & Romero, A. M. C. (2001). Valoración de la flexibilidad de proyectos de inversión mediante opciones reales: El VAN ampliado. In *Programación, selección y control de proyectos en ambiente de incertidumbre. Universidad de Granada*. 301-324.
- Guzman Estremadoyro, W. A. (2011). *Impactos de la introducción de la comercialización en el mercado eléctrico peruano (Master dissertation, Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica)*. Universidad de Ingeniería.
- Jara Solórzano, J. M. (2018). Los ingresos fiscales del Perú y la evolución del precio de los commodities, entre los años 2005-2016. *Universidad Nacional Agraria de la Selva*. <http://repositorio.unas.edu.pe/handle/UNAS/1581>
- Kuong, J. L. (2004). Estabilidad Dinámica De Los Mercados Eléctricos. *Revista de la Facultad de Ciencias Económicas de la UNMSM*, (14), 115-122.

- León, A. & Rubia, A. (2001). Comportamiento del precio y volatilidad en el pool eléctrico español. Instituto Valenciano de Investigaciones Económicas, S.A. (IVIE) WK-2001-04.
- Ley de Concesiones Eléctricas. (1992) Decreto de Ley No 25844.
- Lozano, J., Luyo, J., & Molina, Y. (2018). El Mercado Eléctrico Mayorista: Agentes y Modelos de Organización. *TECNIA*, 28(1), Article 1. <http://www.revistas.uni.edu.pe/index.php/tecnia/article/view/188>
- Machado, J. J. G. (2001). *Opciones reales: Aplicaciones de la teoría de opciones a las finanzas empresariales*. <https://dialnet.unirioja.es/servlet/libro?codigo=308730>
- Manayalle, A. (2014). *Desregulación de tarifas en el mercado de generación eléctrica en el Perú* / *Revista de Derecho Administrativo*. (14), 431-455. <https://revistas.pucp.edu.pe/index.php/derechoadministrativo/article/view/13460>
- Markowitz, H. (1952). Portfolio Selection*. *The Journal of Finance*, 7(1), 77–91. <https://doi.org/10.1111/j.1540-6261.1952.tb01525.x>
- Mascareñas, J. (2018). *Opciones Reales en la Valoración de Proyectos de Inversión (Real Options in Project Valuation)* (SSRN Scholarly Paper ID 2314567). Social Science Research Network. <https://papers.ssrn.com/abstract=2314567>
- Mendiola, A., Aguirre, C., Aguilar, O., Castillo, S., Giglio, G., & Maldonado, W. (2012). *Proyectos de generación eléctrica en el Perú: ¿centrales hidroeléctricas o centrales térmicas?*. *ESAN*. <https://www.esan.edu.pe/publicaciones/serie-gerencia-para-el-desarrollo/2012/proyectos-generacion-electrica-peru-centrales-hidroelectricas-termicas/>
- Mendiola, A., Aguirre, C., Santana, S. de, & Yarma, F. (2020). *Participación competitiva en las subastas RER: Estrategia basada en la teoría de opciones reales*. <https://repositorio.esan.edu.pe//handle/20.500.12640/2428>
- Mendoza-Mendoza, G. D., & Gutiérrez-Alcaraz, G. (2016). Formulación en opciones reales para la asignación óptima de energía y reserva para una compañía de

- generación. *Ingeniare. Revista chilena de ingeniería*, 24(1), 70–84.
<https://doi.org/10.4067/S0718-33052016000100007>
- Mora Moreno, C. M. & Donoso Sánchez, I. S. (2012). *Análisis de ejemplo sobre un proyecto de construcción y explotación de un hotel, con opción de cierre temporal* [Universidad de La Sabana]. <https://1library.co/document/q7wgo7rz-analisis-ejemplo-proyecto-construccion-explotacion-opcion-cierre-temporal.html>
- Palacios Huerta, D. C. (2007). Expectativas de desarrollo y propuestas complementarias del mercado de usuarios libres de electricidad según Ley N° 28832. *Universidad Nacional Mayor de San Marcos*.
<https://cybertesis.unmsm.edu.pe/handle/20.500.12672/2125>
- Pereira, M. V. F. (1989). Optimal stochastic operations scheduling of large hydroelectric systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 11(3), 161–169. [https://doi.org/10.1016/0142-0615\(89\)90025-2](https://doi.org/10.1016/0142-0615(89)90025-2)
- Petrecolla, D., Romero, C. A., & Pircho, Alexis. (2010). *Análisis de monitoreo de las condiciones de competencia en el sector eléctrico de Perú*. OSINERGMIN, 145.
- Puma Flores, F. A., & Cruz Condemaita, J. W. (2017). *Determinación de los costos marginales en barras de generación, con la futura interconexión de los sistemas eléctricos Perú—Chile* [Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco]. <http://repositorio.unsaac.edu.pe/handle/20.500.12918/2246>
- Quezada, C. E. B. (2008). *Inversiones bajo incertidumbre en generación eléctrica: Aplicación de Opciones Reales y Modelos de Precios*. [Doctoral dissertation, Pontificia Universidad Católica de Chile]. 170.
- Quintanilla, E. (2016). Perú: Soluciones para un mercado eléctrico de alto crecimiento—Promoción de energías renovables y competitivas. OSINERGMIN, 13.
- Rivasplata Ramírez, A. R. (2018). *Dinámica de inversión y competencia en generación eléctrica en un escenario de liberalización en el Perú (periodo 2012-2021): La importancia de los contratos de largo plazo* [Pontificia Universidad Católica del Perú]. <http://hdl.handle.net/20.500.12404/10165>

- Rivera Antonio, J. C., & Tomayquispe Llamoca, C. (2015). Modelo de portafolio de generación eléctrica de corto plazo en el Perú. *Universidad Nacional del Callao*. <http://repositorio.unac.edu.pe/handle/20.500.12952/1489>
- Ruiz Roldán, K. J. E., & Mimbela Jiménez, M. A. (2021). Análisis del sector de energía eléctrica en el Perú. *Universidad de Piura*. <https://pirhua.udep.edu.pe/handle/11042/5092>
- Schmerler, D., Velarde, J.C., Rodríguez, A., & Solís, B. (2019). *Energías renovables: Experiencia y perspectivas en la ruta del Perú hacia la transición energética*. OSINERGMIN. Lima-Perú.
- Sharpe, W.F. (1964). Precios de los activos de capital: teoría del equilibrio del mercado en condiciones de riesgo. *La revista de finanzas* , 19 (3), 425-442.
- Silva, K. G. H. (2019.). *Método de Opciones Reales para Evaluación Financiera de Proyectos de Generación de Energía Eléctrica*. 102.
- Suárez Salazar, B. F. (2014). Aplicación de opciones reales para capturar el verdadero valor de una central térmica. *Repositorio de la Universidad del Pacífico - UP*. <http://hdl.handle.net/11354/1910>
- Suzuki, P. A. O. (2015). El mercado mayorista de electricidad en el Perú. *THEMIS Revista de Derecho*, 68, 261–277.
- Tamayo, J., Salvador, J., Vásquez, A., & Vilches, C. (2016). *La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país*. OSINERGMIN. Lima, Perú. <https://www.gob.pe/institucion/osinergmin/informes-publicaciones/483410-la-industria-de-la-electricidad-en-el-peru-25-anos-de-aportes-al-crecimiento-economico-del-pais%20>
- Tamayo, J., Salvador, J., Vásquez, A., & García, R. (2014). *La industria del gas natural en el Perú. A diez años del Proyecto Camisea*. OSINERGMIN. Lima-Perú. https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Libro-Industria-Gas-Natural-Peru-10anios-Camisea.pdf



- Tanaka, Á. T., & Montero, C. M. C. (2016). Valorización de opciones reales: modelo Ornstein-Uhlenbeck. *Journal of Economics, Finance and Administrative Science*, 21(41), 56-62.
- Trigeorgis, L. (1996). *Real Options: Managerial Flexibility and Strategy in Resource Allocation*. MIT Press.
- Vásquez Cordano, A., Tamayo, J., Vilches, C., & Cháves, E. (2016). *La Regulación del Sector de Energía*. Documento de Trabajo No 40, Gerencia de Políticas y Análisis Económico – OSINERGMIN. Lima-Perú.
- Vásquez Cordano, A. & Aguirre, C. (2017). *El Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC): Una estimación para los sectores de Minería, Electricidad, Hidrocarburos Líquidos y Gas Natural en el Perú*. Documento de Trabajo No 37. Gerencia de Políticas y Análisis Económico – OSINERGMIN. Lima-Perú.
- Vásquez, J. A. G. (2014). Valoración de Proyectos de Empresas con Teoría de Opciones Reales – Caso ENERSUR S.A. *Tecnología y Desarrollo (Trujillo)*, 12(1), 69–75.
<https://doi.org/10.18050/td.v12i1.1684>
- Vásquez, L. (2017). *Propuesta para la generación de incentivos en la gestión de la demanda en el mercado eléctrico peruano*. [Universidad ESAN]
<https://hdl.handle.net/20.500.12640/1068>



ANEXOS

ANEXO 1. Determinación de la Tasa de Descuento

Descripción del Procedimiento de Cálculo El cálculo del WACC para el sector eléctrico se encuentra en función del subsector que se estudia, debido a que en el mercado peruano el sector electricidad se encuentra verticalmente desestructurado³⁸ en generación, transmisión y distribución. Por ello se procederá a realizar el cálculo de la tasa WACC para cada uno de estos subsectores. Posteriormente mediante un ejercicio de ponderación, basado en los ingresos, las tasas WACC de los subsectores generación, transmisión y distribución se consolidan en una. Cabe señalar que Fuentes (2014) señala que no es técnicamente apropiado contar con una tasa para todo el sector debido a que éstas están expuestas a riesgos operativos distintos, esto puede estar asociado a: i) la tecnología que se utilice (térmica o hidráulica), ii) los distintos niveles de riesgos sociales que pueden tener las generadoras, transmisoras y distribuidoras, iii) estructura financiera de deuda/capital, entre otros. A continuación, se procederá a describir el cálculo para cada uno de los componentes necesarios para la estimación del WACC durante el período 2011 – 2015. Para ello, se procede paso a paso por cada componente que permite calcular la WACC.

a) Ponderadores

En este acápite es necesario utilizar información financiera de empresas del Sector Eléctrico, específicamente será necesario conocer la estructura Deuda/Capital, los nombres de las empresas se encuentran en el Cuadro 1, de esta forma en este acápite calcularemos los componentes resaltados en los círculos:

$$WACC = \left(\frac{D}{D+E} \right) r_D (1-t) + \left(\frac{E}{D+E} \right) r_E$$

El cálculo del ratio Deuda/Capital siguió el siguiente procedimiento:

- Se utilizaron los EE.FF auditados – disponibles - de las empresas que se encuentran operando en Perú, vinculadas a la industria en evaluación.
- Se obtuvo de cada empresa el ratio Deuda/Capital al cierre de cada año, en el período 2011-2015.
- Para cada empresa se promedió el resultado del Ratio Deuda/Capital en el período 2011- 2015.

En base a este procedimiento, para el ratio Deuda/Capital, se obtuvo los siguientes resultados:

(En porcentaje)

	D/E
Distribución	0.40
Transmisión	1.33
Generación	0.52

Fuente: Bloomberg (la información se basó en una muestra de empresas).
Elaboración: Gerencia de Políticas y Análisis Económico – Osinergmin.

Figura 1. Ratio Deuda/Capital

b) Costo de la Deuda

El costo de la deuda corresponde al costo de endeudamiento que incurre cada empresa para solventar sus actividades. El dato que identificaremos en este acápite se encuentra en el círculo rojo.

$$WACC = \left(\frac{D}{D+E} \right) (r_D (1-t)) + \left(\frac{E}{D+E} \right) r_E$$

La estimación considera la información histórica de los estados financieros (EE.FF.) de las empresas de generación, transmisión y distribución. En base a ella se obtiene el ratio de los gastos financieros (pagos por intereses) entre la deuda de largo plazo. En el siguiente cuadro se puede apreciar la información para el periodo 2011-2015.

Año	Generación	Transmisión	Distribución
2015	6.4%	4.4%	4.7%
2014	6.9%	4.9%	5.4%
2013	10.2%	6.6%	8.2%
2012	7.7%	5.5%	8.9%
2011	8.5%	7.1%	10.3%
2010	8.1%	5.5%	8.9%

Fuente: Osinergmin, Anuario estadístico de empresas eléctricas (GRT).
Elaboración: Gerencia de Políticas y Análisis Económico – Osinergmin.

Figura 2. Costo de la deuda, 2011-2015 (En porcentaje)

c) Impuesto a la renta (IR)

El impuesto a la renta en el Perú para el período 2011-2014 fue de 30%, mientras para el año 2015 fue de 28%. Con ello cubrimos el componente que se encuentra en círculo rojo.

$$WACC = \left(\frac{D}{D+E} \right) r_D (1-t) + \left(\frac{E}{D+E} \right) r_E,$$

d) Costo de capital

El costo del capital representa la tasa a la que los inversionistas están dispuestos a ganar por su inversión en una empresa. Este componente se encuentra en círculo rojo.

$$WACC = \left(\frac{D}{D+E} \right) r_D (1-t) + \left(\frac{E}{D+E} \right) r_E,$$

Dicho componente puede ser estimado mediante distintas metodologías. Se utilizará la metodología CAPM, que es la más estándar en el mercado de acuerdo a lo comentado anteriormente. Para reflejar el mayor riesgo de que el sector opera en un país emergente, se incorpora una prima de riesgo país. El modelo se estructura con la siguiente fórmula:

$$r_E = r_f + \beta * MRP + r_p,$$

donde:

r_f : Tasa libre de riesgo,

MRP : Prima de riesgo de mercado,

B : Riesgo sistémico de la empresa,

r_p : Riesgo país.

i) Tasa libre de riesgo (rf):

Representa el retorno de un activo que no tiene riesgo de impago. Para esta variable se utiliza el rendimiento de los bonos de los Estados Unidos a 20 años. A continuación, se muestran los valores para el período 2011-2015. Para el cálculo de cada uno de los años se realizó el siguiente procedimiento:

- Se tomaron los rendimientos diarios de los bonos a 20 años. La información se publica en la página web del US Department of the Treasury.
- Se realiza un promedio móvil para cada año tomando los resultados de cinco años. Por ejemplo la tasa libre de riesgo del año 2015 es el resultado de promediar las tasas de los años 2011-2015. Este ejercicio permite reducir volatilidad a los resultados anuales.

	2011	2012	2013	2014	2015
Tasa libre de riesgo	4.2	3.7	3.5	3.3	3.0

Fuente: Oficina del Tesoro de los EEUU (Treasury Rates).

Elaboración: Gerencia de Políticas y Análisis Económico – Osinermin.

Figura 3. Tasa libre de riesgo, 2011-2015 (En porcentaje)

ii) Prima de riesgo de mercado (MRP por sus siglas en inglés):

Representa el retorno adicional que requiere un inversionista para invertir en un activo en lugar de un activo sin riesgo de default; para ello, se utiliza la información del S&P500 y los T-bond rate a 10 años³⁹. El procedimiento para el cálculo del MRP fue el siguiente:

- Se tomó información histórica del índice S&P500, para el período 1928-2015, junto con sus dividendos, en base a esta información se calculó su rendimiento conjunto para cada año utilizando la siguiente fórmula:

$$y_t = \frac{(y_t - y_{t-1} + div_t)}{y_{t-1}},$$

donde:

Y_t : Rendimiento en el periodo t,

Y_{t-1} : Rendimiento en el periodo t-1,

div_t : Dividendos generados en el período t.

- La tasa de los bonos a 10 años para el período 1928-2015 tiene como fuente a la Reserva Federal de St. Luis de los EE.UU.
- Se realizó una diferencia entre el Rendimiento del S&P500 menos la tasa de bonos a 10 años, como resultado se obtiene el MRP para el período 1928-2015.
- Para el cálculo del MRP del año t se utiliza el promedio aritmético de los MRP para el período 1928-t. De esta manera se obtienen los MRP para cada uno de los años.

	2011	2012	2013	2014	2015
MRP	6.09%	6.19%	6.46%	6.51%	6.43%

Fuente: S&P500, Reserva Federal de St. Luis, Damodaran.

Elaboración: Gerencia de Políticas y Análisis Económico – Osinergmin.

Figura 4. Prima de riesgo de Mercado (MRP por sus siglas en inglés), 2011-2015

iii) Beta:

Es una medida de la sensibilidad de la rentabilidad de un activo financiero ante cambios en la rentabilidad de una cartera de referencia o mercado bursátil. Para el cálculo de este parámetro, se ha realizado lo siguiente:

- Se obtiene información de compañías comparables que cotizan en un mercado bursátil (para los subsectores de generación, transmisión y distribución), estas compañías fueron elegidas en función a la similitud de actividades.
- Identificadas las compañías, se utilizan los betas desapalancados de cada una de ellas para obtener un beta desapalancado promedio, por empresa para el período 2011-2015. Esto se puede apreciar en los siguientes cuadros:

Tiker de empresa	Beta promedio 2011-2015
ECL CI Equity	0.6439
EDN AR Equity	0.8931
ENEL IM Equity	0.5641
IBE SM Equity	0.5560
PPC GA Equity	0.7186
OTTR US Equity	0.7638
RWE GR Equity	0.4883
Promedio	0.6611

Fuente: Bloomberg.

Figura 5. Betas desapalancados para el Subsector Distribución

Tiker de empresa	Beta promedio 2011-2015
ISA CB Equity	0.6152
TRN IM Equity	0.1767
ENBR3 BZ Equity	0.3300
PNM US Equity	0.3572
Promedio	0.3698

Fuente: Bloomberg.

Figura 6. Betas desapalancados para el Subsector Transmisión

Tiker de empresa	Beta promedio 2011-2015
EDEGELC1 PE Equity	0.4809
FUM1V FH Equity	0.4775
ELET6 BZ Equity	0.4009
ELE SM Equity	0.6914
EDF FP Equity	0.5186
ELPL4 BZ Equity	0.5398
ENDESA CI Equity	0.5900
Promedio	0.5284

Fuente: Bloomberg.

Figura 7. Betas desapalancados para el Subsector Generación

- El propósito de este procedimiento es apalancar el beta desapalancado promedio con la estructura deuda/capital promedio de la muestra de empresas, en base a esta información se realiza el cálculo del beta apalancado para los subsectores de generación, transmisión y distribución.

Subsector	Impuesto	Deuda/Capital	Beta desapalancado	Beta apalancado
Distribución	30%	0.3956	0.6611	0.8442
Transmisión	30%	1.3286	0.3698	0.7137
Generación	30%	0.5197	0.5284	0.7207

Fuente: Bloomberg

Figura 8. Betas desapalancados por subsector (2011-2014)

Subsector	Impuesto	Deuda/Capital	Beta desapalancado	Beta apalancado
Distribución	28%	0.3956	0.6611	0.8494
Transmisión	28%	1.3286	0.3698	0.7235
Generación	28%	0.5197	0.5284	0.7262

Fuente: Bloomberg.

Figura 9. Betas desapalancados por subsector (2015)

En el siguiente cuadro se detalla la muestra de empresas comparables con las que se pudo calcular los betas desapalancados promedio.

Nro	Nombre	Subsector	Ticker	Descripción
1	E. CL S.A.	Distribución	ECL CI Equity	E. CL S.A. compra, produce, distribuye y transmite energía eléctrica en la primera y segunda regiones de Chile. También compra, vende y transporta combustibles líquidos, sólidos y gaseosos, y provee servicios de asesoría relacionados con el mantenimiento de sistemas eléctricos.
2	Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A.	Distribución	EDN AR Equity	Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A. distribuye y vende electricidad en la región noreste del Gran Buenos Aires.
3	Enel SpA	Distribución	ENEL IM Equity	Enel SpA es una empresa de energía eléctrica y un operador integrado en los sectores de electricidad y gas, con un enfoque especial en Europa y Latinoamérica. Participa en la generación y distribución de energía. También ofrece soluciones integradas para productos de electricidad y gas.
4	Iberdrola S.A.	Distribución	IBE SM Equity	Iberdrola S.A. genera, distribuye, opera y comercializa electricidad en el Reino Unido, Estados Unidos, España, Portugal y Latinoamérica. La empresa se especializa en energía limpia, específicamente energía eólica.
5	Public Power Corporation S.A.	Distribución	PPC GA Equity	Public Power Corporation S.A. (PPC) genera, transmite y distribuye electricidad en toda Grecia continental e insular.
6	Otter Tail Corporation	Distribución	OTTR US Equity	Otter Tail Corporation, proporciona electricidad y servicios energéticos a clientes de Minnesota, Dakota del Norte y Dakota del Sur.
7	RWE AG	Distribución	RWE GR Equity	RWE AG genera, distribuye y comercia electricidad con clientes municipales, industriales, comerciales y residenciales.
8	Interconexión Eléctrica S.A.	Transmisión	ISA CB Equity	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. transporta electricidad de alto voltaje en la red nacional de Colombia. La empresa opera y supervisa subestaciones y redes eléctricas, y ofrece servicios de análisis químico y mantenimiento.
9	Terna - Rete Elettrica Nazionale SpA	Transmisión	TRN IM Equity	Terna - Rete Elettrica Nazionale SpA transmite electricidad mediante la red de energía eléctrica y de alto voltaje de Italia. Mediante subsidiarias, posee una participación considerable de la red nacional de transmisión de electricidad.
10	EDP - Energias do Brasil SA	Transmisión	ENBR3 BZ Equity	EDP - Energias do Brasil SA, la unidad brasileña de EDP - Energias de Portugal SA, Genera, transmite y distribuye electricidad en Brasil.
11	PNM Resources Inc.	Transmisión	PNM US Equity	PNM Resources Inc. es un conglomerado. A través de sus subsidiarias, genera, transmite y distribuye electricidad.

12	Edegel SAA	Generación	EDEGELC1 PE Equity	Edegel SAA produce y distribuye electricidad a clientes en el centro y norte de Perú. Gestiona plantas termoeléctricas e hidroeléctricas. Asimismo, es asesora de instalación para clientes.
13	Fortum Oyj	Generación	FUM1V FH Equity	Fortum Oyj cuenta con actividades que van desde la generación, distribución y venta de electricidad, hasta la operación de plantas de energía y servicios relacionados con el abastecimiento de energía. Realiza negocios en todo el mundo, principalmente en el norte de Europa.
14	Centrais Eletricas Brasileiras S.A.	Generación	ELET6 BZ Equity	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras) genera, transporta y comercializa electricidad a través de empresas regionales en Brasil. La empresa planifica, financia, coordina y supervisa proyectos de expansión para sus filiales.
15	Endesa	Generación	ELE SM Equity	Endesa participa en la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en España, Portugal y el Norte de África. También es un operador importante en el mercado de gas natural y ofrece otros servicios relacionados con el negocio de energía.
16	Electricite de France (EDF)	Generación	EDF FP Equity	Electricite de France (EDF) produce, transmite, distribuye, importa y exporta electricidad. Mediante el uso de energía nuclear, de carbón y gas, abastece de electricidad a consumidores de energía en Francia.
17	Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de Sao Paulo S.A.	Generación	ELPL4 BZ Equity	Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de Sao Paulo S.A. (AES Eletropaulo) opera como un concesionario del servicio público de energía eléctrica. Genera, transmite, distribuye y comercializa energía eléctrica. AES Eletropaulo opera en la región de la Gran Sao Paulo.
18	Empresa Nacional de Electricidad SA	Generación	ENDESA CI Equity	Empresa Nacional de Electricidad SA (Endesa Chile) se dedica mayormente a la generación y distribución de electricidad en Chile. A través de principales filiales y empresas relacionadas, también ofrece una amplia gama de servicios de asesoría e ingeniería, y opera en la generación de electricidad en Argentina, Brasil, Colombia y Perú.

Fuente: Bloomberg.

Figura 10. Descripción de empresas comparables

iv) Prima por riesgo país (rp):

Debido a que la empresa realiza sus operaciones en el Perú, se asumió la necesidad de ajustar el costo de capital de la empresa con una prima por riesgo país. Para poder calcular el riesgo país, se utilizó el valor del emerging market bond index (EMBI) para el período 2011-2015. Esta información del portal de estadísticas del Banco Central de Reserva del Perú.

En el siguiente cuadro se presentan los EMBI al cierre de cada uno de los años.

	2011	2012	2013	2014	2015
Riesgo país	1.91%	1.57%	1.62%	1.62%	2.01%

Fuente: BCRP.

Figura 11. Prima de Riesgo País, 2011-2015

ANEXO 2. Datos Históricos de Costos Marginales para Calculo de la Volatilidad

AÑO 2010	
S./kWh	SANTA ROSA 220
01/01/2010 19:00:00	0.009939
02/01/2010 19:00:00	0.010054
03/01/2010 19:00:00	0.154338
04/01/2010 19:00:00	0.098837
05/01/2010 19:00:00	0.154231
06/01/2010 19:00:00	0.043958
07/01/2010 19:00:00	0.154153
08/01/2010 19:00:00	0.153852
09/01/2010 19:00:00	0.205750
10/01/2010 19:00:00	0.045851
11/01/2010 19:00:00	0.068574
12/01/2010 19:00:00	0.069481
13/01/2010 19:00:00	0.270869
14/01/2010 19:00:00	0.153305
15/01/2010 19:00:00	0.153042
16/01/2010 19:00:00	0.066165
17/01/2010 19:00:00	0.151915
18/01/2010 19:00:00	0.151778
19/01/2010 19:00:00	0.097384
20/01/2010 19:00:00	0.047090
21/01/2010 19:00:00	0.096955
22/01/2010 19:00:00	0.149887
23/01/2010 19:00:00	0.271283
24/01/2010 19:00:00	0.047093
25/01/2010 19:00:00	0.152305
26/01/2010 19:00:00	0.152975
27/01/2010 19:00:00	0.152557
28/01/2010 19:00:00	0.153346
29/01/2010 19:00:00	0.157874
30/01/2010 19:00:00	0.048744
31/01/2010 19:00:00	0.048200

AÑO 2015	
S./kWh	SANTA ROSA 220
01/01/2015 19:00:00	0.029004
02/01/2015 19:00:00	0.040432
03/01/2015 19:00:00	0.059385
04/01/2015 19:00:00	0.059371
05/01/2015 19:00:00	0.061380
06/01/2015 19:00:00	0.059982
07/01/2015 19:00:00	0.040930
08/01/2015 19:00:00	0.040806
09/01/2015 19:00:00	0.040938
10/01/2015 19:00:00	0.060593
11/01/2015 19:00:00	0.061113
12/01/2015 19:00:00	0.060993
13/01/2015 19:00:00	0.061960
14/01/2015 19:00:00	0.061963
15/01/2015 19:00:00	0.061336
16/01/2015 19:00:00	0.061363
17/01/2015 19:00:00	0.062127
18/01/2015 19:00:00	0.040864
19/01/2015 19:00:00	0.062145
20/01/2015 19:00:00	0.062235
21/01/2015 19:00:00	0.061611
22/01/2015 19:00:00	0.044324
23/01/2015 19:00:00	0.063315
24/01/2015 19:00:00	0.040054
25/01/2015 19:00:00	0.044188
26/01/2015 19:00:00	0.044143
27/01/2015 19:00:00	0.044511
28/01/2015 19:00:00	0.044745
29/01/2015 19:00:00	0.044824
30/01/2015 19:00:00	0.044258
31/01/2015 19:00:00	0.044603

AÑO 2016	
S./kWh	SANTA ROSA 220
01/01/2016 19:00:00	0.015448
02/01/2016 19:00:00	0.065308
03/01/2016 19:00:00	0.065130
04/01/2016 19:00:00	0.065505
05/01/2016 19:00:00	0.065265
06/01/2016 19:00:00	0.065322
07/01/2016 19:00:00	0.047099
08/01/2016 19:00:00	0.047122
09/01/2016 19:00:00	0.065710
10/01/2016 19:00:00	0.085526
11/01/2016 19:00:00	0.047618
12/01/2016 19:00:00	0.047232
13/01/2016 19:00:00	0.047963
14/01/2016 19:00:00	0.065271
15/01/2016 19:00:00	0.065783
16/01/2016 19:00:00	0.065457
17/01/2016 19:00:00	0.047312
18/01/2016 19:00:00	0.047605
19/01/2016 19:00:00	0.047611
20/01/2016 19:00:00	0.047270
21/01/2016 19:00:00	0.065809
22/01/2016 19:00:00	0.065812
23/01/2016 19:00:00	0.066223
24/01/2016 19:00:00	0.033392
25/01/2016 19:00:00	0.066216
26/01/2016 19:00:00	0.048706
27/01/2016 19:00:00	0.065952
28/01/2016 19:00:00	0.065925
29/01/2016 19:00:00	0.048090
30/01/2016 19:00:00	0.047938
31/01/2016 19:00:00	0.033558

Fuente: COES

AÑO 2010	
S./kWh	SANTA ROSA 220
01/02/2010 19:00:00	0.153099
02/02/2010 19:00:00	0.073442
03/02/2010 19:00:00	0.152747
04/02/2010 19:00:00	0.072720
05/02/2010 19:00:00	0.068151
06/02/2010 19:00:00	0.152410
07/02/2010 19:00:00	0.048103
08/02/2010 19:00:00	0.066194
09/02/2010 19:00:00	0.100718
10/02/2010 19:00:00	0.101658
11/02/2010 19:00:00	0.238561
12/02/2010 19:00:00	0.158946
13/02/2010 19:00:00	0.152881
14/02/2010 19:00:00	0.048426
15/02/2010 19:00:00	0.070075
16/02/2010 19:00:00	0.072164
17/02/2010 19:00:00	0.074352
18/02/2010 19:00:00	0.085819
19/02/2010 19:00:00	0.071484
20/02/2010 19:00:00	0.313500
21/02/2010 19:00:00	0.067302
22/02/2010 19:00:00	0.070769
23/02/2010 19:00:00	0.073732
24/02/2010 19:00:00	0.152373
25/02/2010 19:00:00	0.152441
26/02/2010 19:00:00	0.152264
27/02/2010 19:00:00	0.067016
28/02/2010 19:00:00	0.069010

AÑO 2015	
S./kWh	SANTA ROSA 220
01/02/2015 19:00:00	0.044794
02/02/2015 19:00:00	0.053644
03/02/2015 19:00:00	0.052958
04/02/2015 19:00:00	0.053954
05/02/2015 19:00:00	0.095376
06/02/2015 19:00:00	0.054315
07/02/2015 19:00:00	0.054252
08/02/2015 19:00:00	0.052355
09/02/2015 19:00:00	0.044697
10/02/2015 19:00:00	0.044703
11/02/2015 19:00:00	0.052971
12/02/2015 19:00:00	0.054198
13/02/2015 19:00:00	0.131179
14/02/2015 19:00:00	0.054439
15/02/2015 19:00:00	0.055127
16/02/2015 19:00:00	0.054956
17/02/2015 19:00:00	0.055028
18/02/2015 19:00:00	0.054946
19/02/2015 19:00:00	0.054978
20/02/2015 19:00:00	0.055032
21/02/2015 19:00:00	0.054448
22/02/2015 19:00:00	0.044578
23/02/2015 19:00:00	0.045068
24/02/2015 19:00:00	0.053722
25/02/2015 19:00:00	0.045109
26/02/2015 19:00:00	0.100504
27/02/2015 19:00:00	0.044529
28/02/2015 19:00:00	0.041835

AÑO 2016	
S./kWh	SANTA ROSA 220
01/02/2016 19:00:00	0.066954
02/02/2016 19:00:00	0.108473
03/02/2016 19:00:00	0.066955
04/02/2016 19:00:00	0.066671
05/02/2016 19:00:00	0.066369
06/02/2016 19:00:00	0.033893
07/02/2016 19:00:00	0.033925
08/02/2016 19:00:00	0.067192
09/02/2016 19:00:00	0.143212
10/02/2016 19:00:00	0.048637
11/02/2016 19:00:00	0.033873
12/02/2016 19:00:00	0.048656
13/02/2016 19:00:00	0.034100
14/02/2016 19:00:00	0.033885
15/02/2016 19:00:00	0.033991
16/02/2016 19:00:00	0.048496
17/02/2016 19:00:00	0.048902
18/02/2016 19:00:00	0.049498
19/02/2016 19:00:00	0.048817
20/02/2016 19:00:00	0.048793
21/02/2016 19:00:00	0.033816
22/02/2016 19:00:00	0.048891
23/02/2016 19:00:00	0.067160
24/02/2016 19:00:00	0.049521
25/02/2016 19:00:00	0.048790
26/02/2016 19:00:00	0.033990
27/02/2016 19:00:00	0.068040
28/02/2016 19:00:00	0.061850
29/02/2016 19:00:00	0.048872

AÑO 2010	
S./kWh	SANTA ROSA 220
01/03/2010 19:00:00	0.152696
02/03/2010 19:00:00	0.153407
03/03/2010 19:00:00	0.313500
04/03/2010 19:00:00	0.313500
05/03/2010 19:00:00	0.313500
06/03/2010 19:00:00	0.313500
07/03/2010 19:00:00	0.313500
08/03/2010 19:00:00	0.313500
09/03/2010 19:00:00	0.313500
10/03/2010 19:00:00	0.313500
11/03/2010 19:00:00	0.313500
12/03/2010 19:00:00	0.313500
13/03/2010 19:00:00	0.313500
14/03/2010 19:00:00	0.153401
15/03/2010 19:00:00	0.313500
16/03/2010 19:00:00	0.313500
17/03/2010 19:00:00	0.313500
18/03/2010 19:00:00	0.313500
19/03/2010 19:00:00	0.313500
20/03/2010 19:00:00	0.048515
21/03/2010 19:00:00	0.313500
22/03/2010 19:00:00	0.313500
23/03/2010 19:00:00	0.313500
24/03/2010 19:00:00	0.313500
25/03/2010 19:00:00	0.313500
26/03/2010 19:00:00	0.153114
27/03/2010 19:00:00	0.313500
28/03/2010 19:00:00	0.313500
29/03/2010 19:00:00	0.313500
30/03/2010 19:00:00	0.313500
31/03/2010 19:00:00	0.313500

AÑO 2015	
S./kWh	SANTA ROSA 220
01/03/2015 19:00:00	0.047999
02/03/2015 19:00:00	0.045468
03/03/2015 19:00:00	0.045455
04/03/2015 19:00:00	0.045290
05/03/2015 19:00:00	0.044905
06/03/2015 19:00:00	0.108628
07/03/2015 19:00:00	0.108177
08/03/2015 19:00:00	0.108012
09/03/2015 19:00:00	0.107499
10/03/2015 19:00:00	0.136437
11/03/2015 19:00:00	0.107670
12/03/2015 19:00:00	0.139418
13/03/2015 19:00:00	0.313500
14/03/2015 19:00:00	0.108654
15/03/2015 19:00:00	0.054578
16/03/2015 19:00:00	0.045036
17/03/2015 19:00:00	0.044882
18/03/2015 19:00:00	0.313500
19/03/2015 19:00:00	0.044196
20/03/2015 19:00:00	0.096439
21/03/2015 19:00:00	0.130107
22/03/2015 19:00:00	0.040653
23/03/2015 19:00:00	0.040508
24/03/2015 19:00:00	0.063361
25/03/2015 19:00:00	0.313500
26/03/2015 19:00:00	0.313500
27/03/2015 19:00:00	0.052182
28/03/2015 19:00:00	0.039907
29/03/2015 19:00:00	0.033595
30/03/2015 19:00:00	0.125210
31/03/2015 19:00:00	0.051259

AÑO 2016	
S./kWh	SANTA ROSA 220
01/03/2016 19:00:00	0.048868
02/03/2016 19:00:00	0.034464
03/03/2016 19:00:00	0.067184
04/03/2016 19:00:00	0.034226
05/03/2016 19:00:00	0.034221
06/03/2016 19:00:00	0.015963
07/03/2016 19:00:00	0.110805
08/03/2016 19:00:00	0.067732
09/03/2016 19:00:00	0.066915
10/03/2016 19:00:00	0.048857
11/03/2016 19:00:00	0.048823
12/03/2016 19:00:00	0.047881
13/03/2016 19:00:00	0.033695
14/03/2016 19:00:00	0.065374
15/03/2016 19:00:00	0.136760
16/03/2016 19:00:00	0.074066
17/03/2016 19:00:00	0.138885
18/03/2016 19:00:00	0.065862
19/03/2016 19:00:00	0.064624
20/03/2016 19:00:00	0.106239
21/03/2016 19:00:00	0.136351
22/03/2016 19:00:00	0.313500
23/03/2016 19:00:00	0.064299
24/03/2016 19:00:00	0.064571
25/03/2016 19:00:00	0.106482
26/03/2016 19:00:00	0.313500
27/03/2016 19:00:00	0.065373
28/03/2016 19:00:00	0.218482
29/03/2016 19:00:00	0.073741
30/03/2016 19:00:00	0.142533
31/03/2016 19:00:00	0.313500

Fuente: COES

AÑO 2010	
S./kWh	SANTA ROSA 220
01/04/2010 19:00:00	0.153197
02/04/2010 19:00:00	0.045595
03/04/2010 19:00:00	0.152524
04/04/2010 19:00:00	0.153324
05/04/2010 19:00:00	0.313500
06/04/2010 19:00:00	0.313500
07/04/2010 19:00:00	0.313500
08/04/2010 19:00:00	0.313500
09/04/2010 19:00:00	0.151878
10/04/2010 19:00:00	0.044367
11/04/2010 19:00:00	0.153055
12/04/2010 19:00:00	0.044643
13/04/2010 19:00:00	0.313500
14/04/2010 19:00:00	0.151761
15/04/2010 19:00:00	0.164587
16/04/2010 19:00:00	0.151759
17/04/2010 19:00:00	0.045388
18/04/2010 19:00:00	0.153001
19/04/2010 19:00:00	0.149766
20/04/2010 19:00:00	0.152774
21/04/2010 19:00:00	0.313500
22/04/2010 19:00:00	0.045531
23/04/2010 19:00:00	0.313500
24/04/2010 19:00:00	0.051326
25/04/2010 19:00:00	0.313500
26/04/2010 19:00:00	0.313500
27/04/2010 19:00:00	0.313500
28/04/2010 19:00:00	0.050204
29/04/2010 19:00:00	0.046346
30/04/2010 19:00:00	0.108638

AÑO 2015	
S./kWh	SANTA ROSA220
01/04/2015 19:00:00	0.052390
02/04/2015 19:00:00	0.044611
03/04/2015 19:00:00	0.126242
04/04/2015 19:00:00	0.062524
05/04/2015 19:00:00	0.045462
06/04/2015 19:00:00	0.062205
07/04/2015 19:00:00	0.063864
08/04/2015 19:00:00	0.044375
09/04/2015 19:00:00	0.313500
10/04/2015 19:00:00	0.045254
11/04/2015 19:00:00	0.045358
12/04/2015 19:00:00	0.040443
13/04/2015 19:00:00	0.062346
14/04/2015 19:00:00	0.061428
15/04/2015 19:00:00	0.044248
16/04/2015 19:00:00	0.044069
17/04/2015 19:00:00	0.043800
18/04/2015 19:00:00	0.127096
19/04/2015 19:00:00	0.045290
20/04/2015 19:00:00	0.097190
21/04/2015 19:00:00	0.044641
22/04/2015 19:00:00	0.313500
23/04/2015 19:00:00	0.091117
24/04/2015 19:00:00	0.093757
25/04/2015 19:00:00	0.093490
26/04/2015 19:00:00	0.094836
27/04/2015 19:00:00	0.097109
28/04/2015 19:00:00	0.092874
29/04/2015 19:00:00	0.313500
30/04/2015 19:00:00	0.092255

AÑO 2016	
S./kWh	SANTA ROSA 220
01/04/2016 19:00:00	0.313500
02/04/2016 19:00:00	0.135458
03/04/2016 19:00:00	0.046795
04/04/2016 19:00:00	0.139025
05/04/2016 19:00:00	0.136740
06/04/2016 19:00:00	0.136940
07/04/2016 19:00:00	0.135666
08/04/2016 19:00:00	0.064725
09/04/2016 19:00:00	0.313500
10/04/2016 19:00:00	0.064742
11/04/2016 19:00:00	0.313500
12/04/2016 19:00:00	0.135303
13/04/2016 19:00:00	0.139724
14/04/2016 19:00:00	0.141137
15/04/2016 19:00:00	0.313500
16/04/2016 19:00:00	0.313500
17/04/2016 19:00:00	0.062675
18/04/2016 19:00:00	0.228265
19/04/2016 19:00:00	0.062560
20/04/2016 19:00:00	0.313500
21/04/2016 19:00:00	0.130668
22/04/2016 19:00:00	0.062656
23/04/2016 19:00:00	0.313500
24/04/2016 19:00:00	0.062317
25/04/2016 19:00:00	0.313500
26/04/2016 19:00:00	0.045413
27/04/2016 19:00:00	0.130483
28/04/2016 19:00:00	0.062278
29/04/2016 19:00:00	0.131469
30/04/2016 19:00:00	0.045880

AÑO 2010	
S./kWh	SANTA ROSA 220
01/05/2010 19:00:00	0.046403
02/05/2010 19:00:00	0.313500
03/05/2010 19:00:00	0.313500
04/05/2010 19:00:00	0.082234
05/05/2010 19:00:00	0.313500
06/05/2010 19:00:00	0.313500
07/05/2010 19:00:00	0.082303
08/05/2010 19:00:00	0.080255
09/05/2010 19:00:00	0.046756
10/05/2010 19:00:00	0.082509
11/05/2010 19:00:00	0.080645
12/05/2010 19:00:00	0.080623
13/05/2010 19:00:00	0.047239
14/05/2010 19:00:00	0.082454
15/05/2010 19:00:00	0.081662
16/05/2010 19:00:00	0.313500
17/05/2010 19:00:00	0.160980
18/05/2010 19:00:00	0.051416
19/05/2010 19:00:00	0.047109
20/05/2010 19:00:00	0.046876
21/05/2010 19:00:00	0.082219
22/05/2010 19:00:00	0.253319
23/05/2010 19:00:00	0.045725
24/05/2010 19:00:00	0.081777
25/05/2010 19:00:00	0.082971
26/05/2010 19:00:00	0.051347
27/05/2010 19:00:00	0.051474
28/05/2010 19:00:00	0.068576
29/05/2010 19:00:00	0.051485
30/05/2010 19:00:00	0.080393
31/05/2010 19:00:00	0.080464

AÑO 2015	
S./kWh	SANTA ROSA220
01/05/2015 19:00:00	0.313500
02/05/2015 19:00:00	0.047827
03/05/2015 19:00:00	0.122348
04/05/2015 19:00:00	0.095774
05/05/2015 19:00:00	0.100540
06/05/2015 19:00:00	0.095852
07/05/2015 19:00:00	0.047968
08/05/2015 19:00:00	0.122328
09/05/2015 19:00:00	0.123570
10/05/2015 19:00:00	0.045023
11/05/2015 19:00:00	0.096397
12/05/2015 19:00:00	0.313500
13/05/2015 19:00:00	0.048501
14/05/2015 19:00:00	0.313500
15/05/2015 19:00:00	0.048473
16/05/2015 19:00:00	0.128522
17/05/2015 19:00:00	0.045332
18/05/2015 19:00:00	0.063997
19/05/2015 19:00:00	0.064239
20/05/2015 19:00:00	0.313500
21/05/2015 19:00:00	0.123915
22/05/2015 19:00:00	0.313500
23/05/2015 19:00:00	0.044487
24/05/2015 19:00:00	0.044957
25/05/2015 19:00:00	0.313500
26/05/2015 19:00:00	0.044658
27/05/2015 19:00:00	0.044651
28/05/2015 19:00:00	0.313500
29/05/2015 19:00:00	0.313500
30/05/2015 19:00:00	0.064757
31/05/2015 19:00:00	0.045144

AÑO 2016	
S./kWh	SANTA ROSA 220
01/05/2016 19:00:00	0.063000
02/05/2016 19:00:00	0.063293
03/05/2016 19:00:00	0.063550
04/05/2016 19:00:00	0.063553
05/05/2016 19:00:00	0.063555
06/05/2016 19:00:00	0.063551
07/05/2016 19:00:00	0.064408
08/05/2016 19:00:00	0.032306
09/05/2016 19:00:00	0.070306
10/05/2016 19:00:00	0.046718
11/05/2016 19:00:00	0.032682
12/05/2016 19:00:00	0.046832
13/05/2016 19:00:00	0.064406
14/05/2016 19:00:00	0.064366
15/05/2016 19:00:00	0.060691
16/05/2016 19:00:00	0.064760
17/05/2016 19:00:00	0.060828
18/05/2016 19:00:00	0.064780
19/05/2016 19:00:00	0.060811
20/05/2016 19:00:00	0.134673
21/05/2016 19:00:00	0.133688
22/05/2016 19:00:00	0.060485
23/05/2016 19:00:00	0.064191
24/05/2016 19:00:00	0.064191
25/05/2016 19:00:00	0.134563
26/05/2016 19:00:00	0.064194
27/05/2016 19:00:00	0.064196
28/05/2016 19:00:00	0.137208
29/05/2016 19:00:00	0.032522
30/05/2016 19:00:00	0.134112
31/05/2016 19:00:00	0.070621

Fuente: COES



AÑO 2010		
S./kWh	SANTA ROSA 220	
01/06/2010 19:00:00		0.051085
02/06/2010 19:00:00		0.080096
03/06/2010 19:00:00		0.080584
04/06/2010 19:00:00		0.081945
05/06/2010 19:00:00		0.046414
06/06/2010 19:00:00		0.046891
07/06/2010 19:00:00		0.051446
08/06/2010 19:00:00		0.082218
09/06/2010 19:00:00		0.083260
10/06/2010 19:00:00		0.082114
11/06/2010 19:00:00		0.046508
12/06/2010 19:00:00		0.082705
13/06/2010 19:00:00		0.046765
14/06/2010 19:00:00		0.046514
15/06/2010 19:00:00		0.067232
16/06/2010 19:00:00		0.047202
17/06/2010 19:00:00		0.051152
18/06/2010 19:00:00		0.080957
19/06/2010 19:00:00		0.046519
20/06/2010 19:00:00		0.046226
21/06/2010 19:00:00		0.080887
22/06/2010 19:00:00		0.051280
23/06/2010 19:00:00		0.047403
24/06/2010 19:00:00		0.079708
25/06/2010 19:00:00		0.051382
26/06/2010 19:00:00		0.051997
27/06/2010 19:00:00		0.080616
28/06/2010 19:00:00		0.081993
29/06/2010 19:00:00		0.047531
30/06/2010 19:00:00		0.052038

AÑO 2015		
S./kWh	SANTA ROSA 220	
01/06/2015 19:00:00		0.313500
02/06/2015 19:00:00		0.064702
03/06/2015 19:00:00		0.044837
04/06/2015 19:00:00		0.313500
05/06/2015 19:00:00		0.041812
06/06/2015 19:00:00		0.045044
07/06/2015 19:00:00		0.044683
08/06/2015 19:00:00		0.064937
09/06/2015 19:00:00		0.051348
10/06/2015 19:00:00		0.051130
11/06/2015 19:00:00		0.044772
12/06/2015 19:00:00		0.051168
13/06/2015 19:00:00		0.051400
14/06/2015 19:00:00		0.313500
15/06/2015 19:00:00		0.126827
16/06/2015 19:00:00		0.044969
17/06/2015 19:00:00		0.044924
18/06/2015 19:00:00		0.134692
19/06/2015 19:00:00		0.052630
20/06/2015 19:00:00		0.053200
21/06/2015 19:00:00		0.046793
22/06/2015 19:00:00		0.045074
23/06/2015 19:00:00		0.045152
24/06/2015 19:00:00		0.051457
25/06/2015 19:00:00		0.051548
26/06/2015 19:00:00		0.098998
27/06/2015 19:00:00		0.130369
28/06/2015 19:00:00		0.052913
29/06/2015 19:00:00		0.051498
30/06/2015 19:00:00		0.044933

AÑO 2016		
S./kWh	SANTA ROSA 220	
01/06/2016 19:00:00		0.067007
02/06/2016 19:00:00		0.064538
03/06/2016 19:00:00		0.133422
04/06/2016 19:00:00		0.136034
05/06/2016 19:00:00		0.048913
06/06/2016 19:00:00		0.067809
07/06/2016 19:00:00		0.065333
08/06/2016 19:00:00		0.137513
09/06/2016 19:00:00		0.065333
10/06/2016 19:00:00		0.139196
11/06/2016 19:00:00		0.136256
12/06/2016 19:00:00		0.064616
13/06/2016 19:00:00		0.313500
14/06/2016 19:00:00		0.063632
15/06/2016 19:00:00		0.135219
16/06/2016 19:00:00		0.141074
17/06/2016 19:00:00		0.133294
18/06/2016 19:00:00		0.262093
19/06/2016 19:00:00		0.066639
20/06/2016 19:00:00		0.133794
21/06/2016 19:00:00		0.266654
22/06/2016 19:00:00		0.313500
23/06/2016 19:00:00		0.313500
24/06/2016 19:00:00		0.313500
25/06/2016 19:00:00		0.115355
26/06/2016 19:00:00		0.065907
27/06/2016 19:00:00		0.087714
28/06/2016 19:00:00		0.116148
29/06/2016 19:00:00		0.132708
30/06/2016 19:00:00		0.131119

AÑO 2010		
S./kWh	SANTA ROSA 220	
01/07/2010 19:00:00		0.069502
02/07/2010 19:00:00		0.050384
03/07/2010 19:00:00		0.055333
04/07/2010 19:00:00		0.079177
05/07/2010 19:00:00		0.081217
06/07/2010 19:00:00		0.069047
07/07/2010 19:00:00		0.081132
08/07/2010 19:00:00		0.067284
09/07/2010 19:00:00		0.049584
10/07/2010 19:00:00		0.081267
11/07/2010 19:00:00		0.044386
12/07/2010 19:00:00		0.069039
13/07/2010 19:00:00		0.067946
14/07/2010 19:00:00		0.050101
15/07/2010 19:00:00		0.049202
16/07/2010 19:00:00		0.049452
17/07/2010 19:00:00		0.049041
18/07/2010 19:00:00		0.065902
19/07/2010 19:00:00		0.078333
20/07/2010 19:00:00		0.056725
21/07/2010 19:00:00		0.056732
22/07/2010 19:00:00		0.049856
23/07/2010 19:00:00		0.079756
24/07/2010 19:00:00		0.056948
25/07/2010 19:00:00		0.050028
26/07/2010 19:00:00		0.069104
27/07/2010 19:00:00		0.050032
28/07/2010 19:00:00		0.046179
29/07/2010 19:00:00		0.057025
30/07/2010 19:00:00		0.056078
31/07/2010 19:00:00		0.048441

AÑO 2015		
S./kWh	SANTA ROSA 220	
01/07/2015 19:00:00		0.029785
02/07/2015 19:00:00		0.041663
03/07/2015 19:00:00		0.041891
04/07/2015 19:00:00		0.041599
05/07/2015 19:00:00		0.029819
06/07/2015 19:00:00		0.041169
07/07/2015 19:00:00		0.041850
08/07/2015 19:00:00		0.085826
09/07/2015 19:00:00		0.029320
10/07/2015 19:00:00		0.041755
11/07/2015 19:00:00		0.041457
12/07/2015 19:00:00		0.029512
13/07/2015 19:00:00		0.060408
14/07/2015 19:00:00		0.042501
15/07/2015 19:00:00		0.029505
16/07/2015 19:00:00		0.041041
17/07/2015 19:00:00		0.042154
18/07/2015 19:00:00		0.042881
19/07/2015 19:00:00		0.060548
20/07/2015 19:00:00		0.313500
21/07/2015 19:00:00		0.042106
22/07/2015 19:00:00		0.313500
23/07/2015 19:00:00		0.029168
24/07/2015 19:00:00		0.042344
25/07/2015 19:00:00		0.029719
26/07/2015 19:00:00		0.029685
27/07/2015 19:00:00		0.041345
28/07/2015 19:00:00		0.030771
29/07/2015 19:00:00		0.030800
30/07/2015 19:00:00		0.042254
31/07/2015 19:00:00		0.042958

AÑO 2016		
S./kWh	SANTA ROSA 220	
01/07/2016 19:00:00		0.146408
02/07/2016 19:00:00		0.118274
03/07/2016 19:00:00		0.115180
04/07/2016 19:00:00		0.118274
05/07/2016 19:00:00		0.118100
06/07/2016 19:00:00		0.313500
07/07/2016 19:00:00		0.313500
08/07/2016 19:00:00		0.147339
09/07/2016 19:00:00		0.102748
10/07/2016 19:00:00		0.057627
11/07/2016 19:00:00		0.117394
12/07/2016 19:00:00		0.102715
13/07/2016 19:00:00		0.102805
14/07/2016 19:00:00		0.102770
15/07/2016 19:00:00		0.102842
16/07/2016 19:00:00		0.102838
17/07/2016 19:00:00		0.046263
18/07/2016 19:00:00		0.057641
19/07/2016 19:00:00		0.102876
20/07/2016 19:00:00		0.102905
21/07/2016 19:00:00		0.102936
22/07/2016 19:00:00		0.103261
23/07/2016 19:00:00		0.262398
24/07/2016 19:00:00		0.313500
25/07/2016 19:00:00		0.104217
26/07/2016 19:00:00		0.116160
27/07/2016 19:00:00		0.103686
28/07/2016 19:00:00		0.103564
29/07/2016 19:00:00		0.058152
30/07/2016 19:00:00		0.149842
31/07/2016 19:00:00		0.105265

Fuente: COES

AÑO 2010	
S././kWh	SANTA ROSA 220
01/08/2010 19:00:00	0.056072
02/08/2010 19:00:00	0.068036
03/08/2010 19:00:00	0.084105
04/08/2010 19:00:00	0.082144
05/08/2010 19:00:00	0.080180
06/08/2010 19:00:00	0.082162
07/08/2010 19:00:00	0.081018
08/08/2010 19:00:00	0.049596
09/08/2010 19:00:00	0.067760
10/08/2010 19:00:00	0.081506
11/08/2010 19:00:00	0.080729
12/08/2010 19:00:00	0.083505
13/08/2010 19:00:00	0.083459
14/08/2010 19:00:00	0.080024
15/08/2010 19:00:00	0.049659
16/08/2010 19:00:00	0.080581
17/08/2010 19:00:00	0.078805
18/08/2010 19:00:00	0.068748
19/08/2010 19:00:00	0.065817
20/08/2010 19:00:00	0.049835
21/08/2010 19:00:00	0.049678
22/08/2010 19:00:00	0.068493
23/08/2010 19:00:00	0.065626
24/08/2010 19:00:00	0.049670
25/08/2010 19:00:00	0.049515
26/08/2010 19:00:00	0.056503
27/08/2010 19:00:00	0.056502
28/08/2010 19:00:00	0.078564
29/08/2010 19:00:00	0.049738
30/08/2010 19:00:00	0.049652
31/08/2010 19:00:00	0.068763

AÑO 2015	
S././kWh	SANTA ROSA220
01/08/2015 19:00:00	0.063918
02/08/2015 19:00:00	0.044529
03/08/2015 19:00:00	0.063825
04/08/2015 19:00:00	0.063826
05/08/2015 19:00:00	0.064053
06/08/2015 19:00:00	0.063776
07/08/2015 19:00:00	0.063823
08/08/2015 19:00:00	0.044669
09/08/2015 19:00:00	0.063674
10/08/2015 19:00:00	0.064046
11/08/2015 19:00:00	0.064049
12/08/2015 19:00:00	0.088869
13/08/2015 19:00:00	0.064275
14/08/2015 19:00:00	0.064224
15/08/2015 19:00:00	0.142092
16/08/2015 19:00:00	0.031548
17/08/2015 19:00:00	0.142091
18/08/2015 19:00:00	0.313500
19/08/2015 19:00:00	0.116880
20/08/2015 19:00:00	0.127235
21/08/2015 19:00:00	0.142092
22/08/2015 19:00:00	0.065084
23/08/2015 19:00:00	0.312313
24/08/2015 19:00:00	0.146445
25/08/2015 19:00:00	0.143195
26/08/2015 19:00:00	0.117783
27/08/2015 19:00:00	0.143194
28/08/2015 19:00:00	0.143192
29/08/2015 19:00:00	0.145433
30/08/2015 19:00:00	0.046649
31/08/2015 19:00:00	0.145432

AÑO 2016	
S././kWh	SANTA ROSA 220
01/08/2016 19:00:00	0.105323
02/08/2016 19:00:00	0.105721
03/08/2016 19:00:00	0.105647
04/08/2016 19:00:00	0.059042
05/08/2016 19:00:00	0.105559
06/08/2016 19:00:00	0.047320
07/08/2016 19:00:00	0.047442
08/08/2016 19:00:00	0.047332
09/08/2016 19:00:00	0.065189
10/08/2016 19:00:00	0.047319
11/08/2016 19:00:00	0.047338
12/08/2016 19:00:00	0.047325
13/08/2016 19:00:00	0.046680
14/08/2016 19:00:00	0.046697
15/08/2016 19:00:00	0.142497
16/08/2016 19:00:00	0.104973
17/08/2016 19:00:00	0.047450
18/08/2016 19:00:00	0.046721
19/08/2016 19:00:00	0.058127
20/08/2016 19:00:00	0.046802
21/08/2016 19:00:00	0.046797
22/08/2016 19:00:00	0.058269
23/08/2016 19:00:00	0.046934
24/08/2016 19:00:00	0.058272
25/08/2016 19:00:00	0.058269
26/08/2016 19:00:00	0.103958
27/08/2016 19:00:00	0.047383
28/08/2016 19:00:00	0.047369
29/08/2016 19:00:00	0.144438
30/08/2016 19:00:00	0.047332
31/08/2016 19:00:00	0.105477

AÑO 2010	
S././kWh	SANTA ROSA 220
01/09/2010 19:00:00	0.065865
02/09/2010 19:00:00	0.065852
03/09/2010 19:00:00	0.056594
04/09/2010 19:00:00	0.049711
05/09/2010 19:00:00	0.078342
06/09/2010 19:00:00	0.077863
07/09/2010 19:00:00	0.079446
08/09/2010 19:00:00	0.068553
09/09/2010 19:00:00	0.068590
10/09/2010 19:00:00	0.079616
11/09/2010 19:00:00	0.063553
12/09/2010 19:00:00	0.063496
13/09/2010 19:00:00	0.049693
14/09/2010 19:00:00	0.077945
15/09/2010 19:00:00	0.065788
16/09/2010 19:00:00	0.080229
17/09/2010 19:00:00	0.065618
18/09/2010 19:00:00	0.048810
19/09/2010 19:00:00	0.048804
20/09/2010 19:00:00	0.080029
21/09/2010 19:00:00	0.087908
22/09/2010 19:00:00	0.080037
23/09/2010 19:00:00	0.081016
24/09/2010 19:00:00	0.080013
25/09/2010 19:00:00	0.068837
26/09/2010 19:00:00	0.049640
27/09/2010 19:00:00	0.092904
28/09/2010 19:00:00	0.080411
29/09/2010 19:00:00	0.093304
30/09/2010 19:00:00	0.063385

AÑO 2015	
S././kWh	SANTA ROSA220
01/09/2015 19:00:00	0.046642
02/09/2015 19:00:00	0.046712
03/09/2015 19:00:00	0.313500
04/09/2015 19:00:00	0.066253
05/09/2015 19:00:00	0.064968
06/09/2015 19:00:00	0.045354
07/09/2015 19:00:00	0.065104
08/09/2015 19:00:00	0.065295
09/09/2015 19:00:00	0.062921
10/09/2015 19:00:00	0.062748
11/09/2015 19:00:00	0.063022
12/09/2015 19:00:00	0.062553
13/09/2015 19:00:00	0.044397
14/09/2015 19:00:00	0.062473
15/09/2015 19:00:00	0.045518
16/09/2015 19:00:00	0.045090
17/09/2015 19:00:00	0.044787
18/09/2015 19:00:00	0.044785
19/09/2015 19:00:00	0.061921
20/09/2015 19:00:00	0.044530
21/09/2015 19:00:00	0.045341
22/09/2015 19:00:00	0.045340
23/09/2015 19:00:00	0.061573
24/09/2015 19:00:00	0.061904
25/09/2015 19:00:00	0.062022
26/09/2015 19:00:00	0.045589
27/09/2015 19:00:00	0.031477
28/09/2015 19:00:00	0.044829
29/09/2015 19:00:00	0.045575
30/09/2015 19:00:00	0.045671

AÑO 2016	
S././kWh	SANTA ROSA 220
01/09/2016 19:00:00	0.105079
02/09/2016 19:00:00	0.058925
03/09/2016 19:00:00	0.114615
04/09/2016 19:00:00	0.106015
05/09/2016 19:00:00	0.114617
06/09/2016 19:00:00	0.143575
07/09/2016 19:00:00	0.114619
08/09/2016 19:00:00	0.114617
09/09/2016 19:00:00	0.114619
10/09/2016 19:00:00	0.105306
11/09/2016 19:00:00	0.065244
12/09/2016 19:00:00	0.113414
13/09/2016 19:00:00	0.124255
14/09/2016 19:00:00	0.142055
15/09/2016 19:00:00	0.065287
16/09/2016 19:00:00	0.058994
17/09/2016 19:00:00	0.047897
18/09/2016 19:00:00	0.047895
19/09/2016 19:00:00	0.106108
20/09/2016 19:00:00	0.106835
21/09/2016 19:00:00	0.106761
22/09/2016 19:00:00	0.107273
23/09/2016 19:00:00	0.113280
24/09/2016 19:00:00	0.059383
25/09/2016 19:00:00	0.047724
26/09/2016 19:00:00	0.064283
27/09/2016 19:00:00	0.064299
28/09/2016 19:00:00	0.105900
29/09/2016 19:00:00	0.105814
30/09/2016 19:00:00	0.105979

Fuente: COES

AÑO 2010	
S./kWh	SANTA ROSA 220
01/10/2010 19:00:00	0.087711
02/10/2010 19:00:00	0.079831
03/10/2010 19:00:00	0.056459
04/10/2010 19:00:00	0.079681
05/10/2010 19:00:00	0.088394
06/10/2010 19:00:00	0.080382
07/10/2010 19:00:00	0.093319
08/10/2010 19:00:00	0.055452
09/10/2010 19:00:00	0.093357
10/10/2010 19:00:00	0.056336
11/10/2010 19:00:00	0.049713
12/10/2010 19:00:00	0.064099
13/10/2010 19:00:00	0.064060
14/10/2010 19:00:00	0.080040
15/10/2010 19:00:00	0.093050
16/10/2010 19:00:00	0.089096
17/10/2010 19:00:00	0.064856
18/10/2010 19:00:00	0.067243
19/10/2010 19:00:00	0.080002
20/10/2010 19:00:00	0.079375
21/10/2010 19:00:00	0.065782
22/10/2010 19:00:00	0.088934
23/10/2010 19:00:00	0.049705
24/10/2010 19:00:00	0.064515
25/10/2010 19:00:00	0.064728
26/10/2010 19:00:00	0.064072
27/10/2010 19:00:00	0.064068
28/10/2010 19:00:00	0.064067
29/10/2010 19:00:00	0.065621
30/10/2010 19:00:00	0.064341
31/10/2010 19:00:00	0.089981

AÑO 2015	
S./kWh	SANTA ROSA 220
01/10/2015 19:00:00	0.045670
02/10/2015 19:00:00	0.044986
03/10/2015 19:00:00	0.062321
04/10/2015 19:00:00	0.288953
05/10/2015 19:00:00	0.062155
06/10/2015 19:00:00	0.045625
07/10/2015 19:00:00	0.044920
08/10/2015 19:00:00	0.044133
09/10/2015 19:00:00	0.031610
10/10/2015 19:00:00	0.045040
11/10/2015 19:00:00	0.044536
12/10/2015 19:00:00	0.045653
13/10/2015 19:00:00	0.062265
14/10/2015 19:00:00	0.045556
15/10/2015 19:00:00	0.045575
16/10/2015 19:00:00	0.062060
17/10/2015 19:00:00	0.045096
18/10/2015 19:00:00	0.044810
19/10/2015 19:00:00	0.045259
20/10/2015 19:00:00	0.045833
21/10/2015 19:00:00	0.045926
22/10/2015 19:00:00	0.045924
23/10/2015 19:00:00	0.062397
24/10/2015 19:00:00	0.045442
25/10/2015 19:00:00	0.044657
26/10/2015 19:00:00	0.062878
27/10/2015 19:00:00	0.046116
28/10/2015 19:00:00	0.045452
29/10/2015 19:00:00	0.045531
30/10/2015 19:00:00	0.045440
31/10/2015 19:00:00	0.032173

AÑO 2016	
S./kWh	SANTA ROSA 220
01/10/2016 19:00:00	0.143698
02/10/2016 19:00:00	0.056035
03/10/2016 19:00:00	0.106498
04/10/2016 19:00:00	0.106404
05/10/2016 19:00:00	0.106213
06/10/2016 19:00:00	0.059325
07/10/2016 19:00:00	0.059328
08/10/2016 19:00:00	0.048138
09/10/2016 19:00:00	0.047856
10/10/2016 19:00:00	0.064898
11/10/2016 19:00:00	0.107628
12/10/2016 19:00:00	0.059790
13/10/2016 19:00:00	0.059856
14/10/2016 19:00:00	0.106605
15/10/2016 19:00:00	0.061752
16/10/2016 19:00:00	0.048222
17/10/2016 19:00:00	0.048261
18/10/2016 19:00:00	0.044731
19/10/2016 19:00:00	0.048332
20/10/2016 19:00:00	0.048375
21/10/2016 19:00:00	0.062635
22/10/2016 19:00:00	0.047841
23/10/2016 19:00:00	0.047994
24/10/2016 19:00:00	0.048038
25/10/2016 19:00:00	0.062133
26/10/2016 19:00:00	0.048021
27/10/2016 19:00:00	0.062107
28/10/2016 19:00:00	0.062058
29/10/2016 19:00:00	0.047615
30/10/2016 19:00:00	0.047829
31/10/2016 19:00:00	0.047806

AÑO 2010	
S./kWh	SANTA ROSA 220
01/11/2010 19:00:00	0.092099
02/11/2010 19:00:00	0.069058
03/11/2010 19:00:00	0.091353
04/11/2010 19:00:00	0.089317
05/11/2010 19:00:00	0.068892
06/11/2010 19:00:00	0.061417
07/11/2010 19:00:00	0.064628
08/11/2010 19:00:00	0.068517
09/11/2010 19:00:00	0.091913
10/11/2010 19:00:00	0.090848
11/11/2010 19:00:00	0.092471
12/11/2010 19:00:00	0.089907
13/11/2010 19:00:00	0.061485
14/11/2010 19:00:00	0.090250
15/11/2010 19:00:00	0.068957
16/11/2010 19:00:00	0.065888
17/11/2010 19:00:00	0.064651
18/11/2010 19:00:00	0.064136
19/11/2010 19:00:00	0.068796
20/11/2010 19:00:00	0.069168
21/11/2010 19:00:00	0.313500
22/11/2010 19:00:00	0.066094
23/11/2010 19:00:00	0.068941
24/11/2010 19:00:00	0.066103
25/11/2010 19:00:00	0.066100
26/11/2010 19:00:00	0.064875
27/11/2010 19:00:00	0.064891
28/11/2010 19:00:00	0.102211
29/11/2010 19:00:00	0.065924
30/11/2010 19:00:00	0.080987

AÑO 2015	
S./kWh	SANTA ROSA 220
01/11/2015 19:00:00	0.024955
02/11/2015 19:00:00	0.032360
03/11/2015 19:00:00	0.045685
04/11/2015 19:00:00	0.045685
05/11/2015 19:00:00	0.046459
06/11/2015 19:00:00	0.063339
07/11/2015 19:00:00	0.046578
08/11/2015 19:00:00	0.045456
09/11/2015 19:00:00	0.045837
10/11/2015 19:00:00	0.032434
11/11/2015 19:00:00	0.032206
12/11/2015 19:00:00	0.032229
13/11/2015 19:00:00	0.045478
14/11/2015 19:00:00	0.046110
15/11/2015 19:00:00	0.064534
16/11/2015 19:00:00	0.133396
17/11/2015 19:00:00	0.131300
18/11/2015 19:00:00	0.133046
19/11/2015 19:00:00	0.064414
20/11/2015 19:00:00	0.064552
21/11/2015 19:00:00	0.313500
22/11/2015 19:00:00	0.032738
23/11/2015 19:00:00	0.032852
24/11/2015 19:00:00	0.301344
25/11/2015 19:00:00	0.139050
26/11/2015 19:00:00	0.032875
27/11/2015 19:00:00	0.032822
28/11/2015 19:00:00	0.047483
29/11/2015 19:00:00	0.034213
30/11/2015 19:00:00	0.033267

AÑO 2016	
S./kWh	SANTA ROSA 220
01/11/2016 19:00:00	0.061797
02/11/2016 19:00:00	0.061873
03/11/2016 19:00:00	0.047816
04/11/2016 19:00:00	0.061860
05/11/2016 19:00:00	0.064419
06/11/2016 19:00:00	0.043327
07/11/2016 19:00:00	0.026104
08/11/2016 19:00:00	0.059362
09/11/2016 19:00:00	0.047801
10/11/2016 19:00:00	0.025466
11/11/2016 19:00:00	0.313500
12/11/2016 19:00:00	0.105824
13/11/2016 19:00:00	0.047674
14/11/2016 19:00:00	0.106109
15/11/2016 19:00:00	0.106910
16/11/2016 19:00:00	0.129558
17/11/2016 19:00:00	0.278580
18/11/2016 19:00:00	0.114791
19/11/2016 19:00:00	0.107687
20/11/2016 19:00:00	0.060138
21/11/2016 19:00:00	0.131360
22/11/2016 19:00:00	0.107939
23/11/2016 19:00:00	0.131358
24/11/2016 19:00:00	0.116392
25/11/2016 19:00:00	0.125771
26/11/2016 19:00:00	0.124650
27/11/2016 19:00:00	0.124933
28/11/2016 19:00:00	0.116456
29/11/2016 19:00:00	0.159983
30/11/2016 19:00:00	0.131899

Fuente: COES

AÑO 2010	
S./kWh	SANTA ROSA 220
01/12/2010 19:00:00	0.101365
02/12/2010 19:00:00	0.061876
03/12/2010 19:00:00	0.068994
04/12/2010 19:00:00	0.062462
05/12/2010 19:00:00	0.097106
06/12/2010 19:00:00	0.094976
07/12/2010 19:00:00	0.069436
08/12/2010 19:00:00	0.066482
09/12/2010 19:00:00	0.091629
10/12/2010 19:00:00	0.094154
11/12/2010 19:00:00	0.085213
12/12/2010 19:00:00	0.093932
13/12/2010 19:00:00	0.096829
14/12/2010 19:00:00	0.094254
15/12/2010 19:00:00	0.065132
16/12/2010 19:00:00	0.066278
17/12/2010 19:00:00	0.050685
18/12/2010 19:00:00	0.066545
19/12/2010 19:00:00	0.069810
20/12/2010 19:00:00	0.066524
21/12/2010 19:00:00	0.065360
22/12/2010 19:00:00	0.064970
23/12/2010 19:00:00	0.046872
24/12/2010 19:00:00	0.064314
25/12/2010 19:00:00	0.063413
26/12/2010 19:00:00	0.064569
27/12/2010 19:00:00	0.118657
28/12/2010 19:00:00	0.114749
29/12/2010 19:00:00	0.046640
30/12/2010 19:00:00	0.090093
31/12/2010 19:00:00	0.044137

AÑO 2015	
S./kWh	SANTA ROSA 220
01/12/2015 19:00:00	0.065392
02/12/2015 19:00:00	0.047260
03/12/2015 19:00:00	0.046751
04/12/2015 19:00:00	0.064824
05/12/2015 19:00:00	0.047088
06/12/2015 19:00:00	0.032966
07/12/2015 19:00:00	0.047081
08/12/2015 19:00:00	0.032829
09/12/2015 19:00:00	0.047083
10/12/2015 19:00:00	0.047130
11/12/2015 19:00:00	0.047660
12/12/2015 19:00:00	0.046930
13/12/2015 19:00:00	0.032855
14/12/2015 19:00:00	0.047096
15/12/2015 19:00:00	0.064899
16/12/2015 19:00:00	0.065194
17/12/2015 19:00:00	0.047689
18/12/2015 19:00:00	0.065203
19/12/2015 19:00:00	0.046982
20/12/2015 19:00:00	0.313500
21/12/2015 19:00:00	0.115345
22/12/2015 19:00:00	0.046633
23/12/2015 19:00:00	0.032934
24/12/2015 19:00:00	0.015351
25/12/2015 19:00:00	0.015323
26/12/2015 19:00:00	0.029329
27/12/2015 19:00:00	0.064838
28/12/2015 19:00:00	0.033093
29/12/2015 19:00:00	0.033036
30/12/2015 19:00:00	0.033202
31/12/2015 19:00:00	0.015446

AÑO 2016	
S./kWh	SANTA ROSA 220
01/12/2016 19:00:00	0.152274
02/12/2016 19:00:00	0.119076
03/12/2016 19:00:00	0.118620
04/12/2016 19:00:00	0.048198
05/12/2016 19:00:00	0.118620
06/12/2016 19:00:00	0.060756
07/12/2016 19:00:00	0.106807
08/12/2016 19:00:00	0.044244
09/12/2016 19:00:00	0.044260
10/12/2016 19:00:00	0.065250
11/12/2016 19:00:00	0.048062
12/12/2016 19:00:00	0.048079
13/12/2016 19:00:00	0.106898
14/12/2016 19:00:00	0.106989
15/12/2016 19:00:00	0.107706
16/12/2016 19:00:00	0.060866
17/12/2016 19:00:00	0.050364
18/12/2016 19:00:00	0.047882
19/12/2016 19:00:00	0.133739
20/12/2016 19:00:00	0.106754
21/12/2016 19:00:00	0.064834
22/12/2016 19:00:00	0.060473
23/12/2016 19:00:00	0.106881
24/12/2016 19:00:00	0.050344
25/12/2016 19:00:00	0.047893
26/12/2016 19:00:00	0.060492
27/12/2016 19:00:00	0.060493
28/12/2016 19:00:00	0.060494
29/12/2016 19:00:00	0.107012
30/12/2016 19:00:00	0.060493
31/12/2016 19:00:00	0.047554

Fuente: COES

AÑO 2017	
S./kWh	SANTA ROSA 220
01/01/2017 19:00:00	0.015912
02/01/2017 19:00:00	0.064319
03/01/2017 19:00:00	0.056344
04/01/2017 19:00:00	0.044709
05/01/2017 19:00:00	0.064324
06/01/2017 19:00:00	0.061947
07/01/2017 19:00:00	0.044942
08/01/2017 19:00:00	0.016025
09/01/2017 19:00:00	0.135712
10/01/2017 19:00:00	0.016051
11/01/2017 19:00:00	0.016055
12/01/2017 19:00:00	0.064719
13/01/2017 19:00:00	0.024839
14/01/2017 19:00:00	0.044988
15/01/2017 19:00:00	0.025011
16/01/2017 19:00:00	0.025076
17/01/2017 19:00:00	0.017781
18/01/2017 19:00:00	0.025521
19/01/2017 19:00:00	0.026613
20/01/2017 19:00:00	0.026441
21/01/2017 19:00:00	0.016155
22/01/2017 19:00:00	0.008583
23/01/2017 19:00:00	0.295153
24/01/2017 19:00:00	0.055958
25/01/2017 19:00:00	0.024620
26/01/2017 19:00:00	0.057852
27/01/2017 19:00:00	0.024417
28/01/2017 19:00:00	0.015554
29/01/2017 19:00:00	0.015504
30/01/2017 19:00:00	0.131688
31/01/2017 19:00:00	0.025631

AÑO 2018	
S./kWh	SANTA ROSA 220
01/01/2018 19:00:00	0.010073
02/01/2018 19:00:00	0.011041
03/01/2018 19:00:00	0.017285
04/01/2018 19:00:00	0.020302
05/01/2018 19:00:00	0.026082
06/01/2018 19:00:00	0.016654
07/01/2018 19:00:00	0.020738
08/01/2018 19:00:00	0.026485
09/01/2018 19:00:00	0.026613
10/01/2018 19:00:00	0.044940
11/01/2018 19:00:00	0.034329
12/01/2018 19:00:00	0.025970
13/01/2018 19:00:00	0.021430
14/01/2018 19:00:00	0.021468
15/01/2018 19:00:00	0.031630
16/01/2018 19:00:00	0.032863
17/01/2018 19:00:00	0.028889
18/01/2018 19:00:00	0.028154
19/01/2018 19:00:00	0.035496
20/01/2018 19:00:00	0.038298
21/01/2018 19:00:00	0.026602
22/01/2018 19:00:00	0.044397
23/01/2018 19:00:00	0.036533
24/01/2018 19:00:00	0.036568
25/01/2018 19:00:00	0.033707
26/01/2018 19:00:00	0.034508
27/01/2018 19:00:00	0.027037
28/01/2018 19:00:00	0.022456
29/01/2018 19:00:00	0.027663
30/01/2018 19:00:00	0.028685
31/01/2018 19:00:00	0.035949

AÑO 2019	
S./kWh	SANTA ROSA 220
01/01/2019 19:00:00	0.030152
02/01/2019 19:00:00	0.033681
03/01/2019 19:00:00	0.032683
04/01/2019 19:00:00	0.032864
05/01/2019 19:00:00	0.033233
06/01/2019 19:00:00	0.031749
07/01/2019 19:00:00	0.029421
08/01/2019 19:00:00	0.029351
09/01/2019 19:00:00	0.030702
10/01/2019 19:00:00	0.030895
11/01/2019 19:00:00	0.025989
12/01/2019 19:00:00	0.030928
13/01/2019 19:00:00	0.025557
14/01/2019 19:00:00	0.025429
15/01/2019 19:00:00	0.031049
16/01/2019 19:00:00	0.026844
17/01/2019 19:00:00	0.025783
18/01/2019 19:00:00	0.026960
19/01/2019 19:00:00	0.021252
20/01/2019 19:00:00	0.020823
21/01/2019 19:00:00	0.033493
22/01/2019 19:00:00	0.027028
23/01/2019 19:00:00	0.029747
24/01/2019 19:00:00	0.046380
25/01/2019 19:00:00	0.031853
26/01/2019 19:00:00	0.024344
27/01/2019 19:00:00	0.025708
28/01/2019 19:00:00	0.029227
29/01/2019 19:00:00	0.029567
30/01/2019 19:00:00	0.033883
31/01/2019 19:00:00	0.030116

Fuente: COES



AÑO 2017	
S./kWh	SANTA ROSA 220
01/02/2017 19:00:00	0.025566
02/02/2017 19:00:00	0.025498
03/02/2017 19:00:00	0.023964
04/02/2017 19:00:00	0.016324
05/02/2017 19:00:00	0.015469
06/02/2017 19:00:00	0.024988
07/02/2017 19:00:00	0.016140
08/02/2017 19:00:00	0.062500
09/02/2017 19:00:00	0.016174
10/02/2017 19:00:00	0.016153
11/02/2017 19:00:00	0.016438
12/02/2017 19:00:00	0.015971
13/02/2017 19:00:00	0.016441
14/02/2017 19:00:00	0.046409
15/02/2017 19:00:00	0.042497
16/02/2017 19:00:00	0.064631
17/02/2017 19:00:00	0.062796
18/02/2017 19:00:00	0.042020
19/02/2017 19:00:00	0.020629
20/02/2017 19:00:00	0.049694
21/02/2017 19:00:00	0.045937
22/02/2017 19:00:00	0.046271
23/02/2017 19:00:00	0.062161
24/02/2017 19:00:00	0.049830
25/02/2017 19:00:00	0.041879
26/02/2017 19:00:00	0.023829
27/02/2017 19:00:00	0.061934
28/02/2017 19:00:00	0.046096

AÑO 2018	
S./kWh	SANTA ROSA 220
01/02/2018 19:00:00	0.031164
02/02/2018 19:00:00	0.027485
03/02/2018 19:00:00	0.027413
04/02/2018 19:00:00	0.026972
05/02/2018 19:00:00	0.573616
06/02/2018 19:00:00	0.494888
07/02/2018 19:00:00	0.506647
08/02/2018 19:00:00	0.520479
09/02/2018 19:00:00	0.498286
10/02/2018 19:00:00	0.038900
11/02/2018 19:00:00	0.026151
12/02/2018 19:00:00	0.022658
13/02/2018 19:00:00	0.035430
14/02/2018 19:00:00	0.027315
15/02/2018 19:00:00	0.028054
16/02/2018 19:00:00	0.044134
17/02/2018 19:00:00	0.027330
18/02/2018 19:00:00	0.028917
19/02/2018 19:00:00	0.036641
20/02/2018 19:00:00	0.044655
21/02/2018 19:00:00	0.036382
22/02/2018 19:00:00	0.033416
23/02/2018 19:00:00	0.029387
24/02/2018 19:00:00	0.036139
25/02/2018 19:00:00	0.029051
26/02/2018 19:00:00	0.028158
27/02/2018 19:00:00	0.036463
28/02/2018 19:00:00	0.029494

AÑO 2019	
S./kWh	SANTA ROSA 220
01/02/2019 19:00:00	0.029445
02/02/2019 19:00:00	0.034009
03/02/2019 19:00:00	0.030302
04/02/2019 19:00:00	0.034271
05/02/2019 19:00:00	0.033223
06/02/2019 19:00:00	0.030397
07/02/2019 19:00:00	0.035045
08/02/2019 19:00:00	0.029715
09/02/2019 19:00:00	0.031060
10/02/2019 19:00:00	0.024525
11/02/2019 19:00:00	0.029158
12/02/2019 19:00:00	0.024650
13/02/2019 19:00:00	0.029382
14/02/2019 19:00:00	0.030417
15/02/2019 19:00:00	0.029748
16/02/2019 19:00:00	0.029464
17/02/2019 19:00:00	0.029522
18/02/2019 19:00:00	0.029565
19/02/2019 19:00:00	0.028980
20/02/2019 19:00:00	0.025342
21/02/2019 19:00:00	0.028115
22/02/2019 19:00:00	0.030620
23/02/2019 19:00:00	0.021229
24/02/2019 19:00:00	0.027780
25/02/2019 19:00:00	0.030286
26/02/2019 19:00:00	0.031102
27/02/2019 19:00:00	0.024334
28/02/2019 19:00:00	0.030341

AÑO 2017	
S./kWh	SANTA ROSA 220
01/03/2017 19:00:00	0.061933
02/03/2017 19:00:00	0.045774
03/03/2017 19:00:00	0.061934
04/03/2017 19:00:00	0.062317
05/03/2017 19:00:00	0.042848
06/03/2017 19:00:00	0.058120
07/03/2017 19:00:00	0.024549
08/03/2017 19:00:00	0.024593
09/03/2017 19:00:00	0.062317
10/03/2017 19:00:00	0.015487
11/03/2017 19:00:00	0.024271
12/03/2017 19:00:00	0.043400
13/03/2017 19:00:00	0.062868
14/03/2017 19:00:00	0.313500
15/03/2017 19:00:00	0.102962
16/03/2017 19:00:00	0.062869
17/03/2017 19:00:00	0.126433
18/03/2017 19:00:00	0.062390
19/03/2017 19:00:00	0.042857
20/03/2017 19:00:00	0.102544
21/03/2017 19:00:00	0.125471
22/03/2017 19:00:00	0.313500
23/03/2017 19:00:00	0.102719
24/03/2017 19:00:00	0.313500
25/03/2017 19:00:00	0.124822
26/03/2017 19:00:00	0.041911
27/03/2017 19:00:00	0.045933
28/03/2017 19:00:00	0.101919
29/03/2017 19:00:00	0.282568
30/03/2017 19:00:00	0.313500
31/03/2017 19:00:00	0.313500

AÑO 2018	
S./kWh	SANTA ROSA 220
01/03/2018 19:00:00	0.035905
02/03/2018 19:00:00	0.027229
03/03/2018 19:00:00	0.024982
04/03/2018 19:00:00	0.027593
05/03/2018 19:00:00	0.027497
06/03/2018 19:00:00	0.030487
07/03/2018 19:00:00	0.037233
08/03/2018 19:00:00	0.029181
09/03/2018 19:00:00	0.037022
10/03/2018 19:00:00	0.028882
11/03/2018 19:00:00	0.036477
12/03/2018 19:00:00	0.031405
13/03/2018 19:00:00	0.024988
14/03/2018 19:00:00	0.044591
15/03/2018 19:00:00	0.023038
16/03/2018 19:00:00	0.036814
17/03/2018 19:00:00	0.026104
18/03/2018 19:00:00	0.037204
19/03/2018 19:00:00	0.035567
20/03/2018 19:00:00	0.034665
21/03/2018 19:00:00	0.035900
22/03/2018 19:00:00	0.037090
23/03/2018 19:00:00	0.044751
24/03/2018 19:00:00	0.029064
25/03/2018 19:00:00	0.027604
26/03/2018 19:00:00	0.037429
27/03/2018 19:00:00	0.027899
28/03/2018 19:00:00	0.038720
29/03/2018 19:00:00	0.027829
30/03/2018 19:00:00	0.027370
31/03/2018 19:00:00	0.025298

AÑO 2019	
S./kWh	SANTA ROSA 220
01/03/2019 19:00:00	0.030192
02/03/2019 19:00:00	0.029009
03/03/2019 19:00:00	0.030603
04/03/2019 19:00:00	0.033542
05/03/2019 19:00:00	0.029118
06/03/2019 19:00:00	0.030688
07/03/2019 19:00:00	0.030492
08/03/2019 19:00:00	0.030106
09/03/2019 19:00:00	0.025773
10/03/2019 19:00:00	0.021017
11/03/2019 19:00:00	0.033921
12/03/2019 19:00:00	0.030435
13/03/2019 19:00:00	0.024207
14/03/2019 19:00:00	0.024044
15/03/2019 19:00:00	0.024149
16/03/2019 19:00:00	0.024532
17/03/2019 19:00:00	0.021154
18/03/2019 19:00:00	0.024086
19/03/2019 19:00:00	0.026271
20/03/2019 19:00:00	0.030265
21/03/2019 19:00:00	0.030220
22/03/2019 19:00:00	0.030310
23/03/2019 19:00:00	0.030219
24/03/2019 19:00:00	0.026329
25/03/2019 19:00:00	0.025324
26/03/2019 19:00:00	0.026642
27/03/2019 19:00:00	0.026980
28/03/2019 19:00:00	0.025259
29/03/2019 19:00:00	0.029787
30/03/2019 19:00:00	0.029650
31/03/2019 19:00:00	0.029457

Fuente: COES



AÑO 2017	
S./kWh	SANTA ROSA 220
01/04/2017 19:00:00	0.126156
02/04/2017 19:00:00	0.045527
03/04/2017 19:00:00	0.313500
04/04/2017 19:00:00	0.313500
05/04/2017 19:00:00	0.313500
06/04/2017 19:00:00	0.313500
07/04/2017 19:00:00	0.313500
08/04/2017 19:00:00	0.313500
09/04/2017 19:00:00	0.041967
10/04/2017 19:00:00	0.126385
11/04/2017 19:00:00	0.313500
12/04/2017 19:00:00	0.313500
13/04/2017 19:00:00	0.126385
14/04/2017 19:00:00	0.015381
15/04/2017 19:00:00	0.024161
16/04/2017 19:00:00	0.024474
17/04/2017 19:00:00	0.126463
18/04/2017 19:00:00	0.313500
19/04/2017 19:00:00	0.024516
20/04/2017 19:00:00	0.015447
21/04/2017 19:00:00	0.313500
22/04/2017 19:00:00	0.313500
23/04/2017 19:00:00	0.015285
24/04/2017 19:00:00	0.046033
25/04/2017 19:00:00	0.081594
26/04/2017 19:00:00	0.015418
27/04/2017 19:00:00	0.041935
28/04/2017 19:00:00	0.126469
29/04/2017 19:00:00	0.313500
30/04/2017 19:00:00	0.015345

AÑO 2018	
S./kWh	SANTA ROSA 220
01/04/2018 19:00:00	0.022335
02/04/2018 19:00:00	0.036073
03/04/2018 19:00:00	0.028601
04/04/2018 19:00:00	0.036878
05/04/2018 19:00:00	0.038303
06/04/2018 19:00:00	0.032186
07/04/2018 19:00:00	0.024567
08/04/2018 19:00:00	0.027142
09/04/2018 19:00:00	0.032057
10/04/2018 19:00:00	0.028176
11/04/2018 19:00:00	0.036219
12/04/2018 19:00:00	0.026809
13/04/2018 19:00:00	0.032411
14/04/2018 19:00:00	0.027725
15/04/2018 19:00:00	0.027695
16/04/2018 19:00:00	0.036776
17/04/2018 19:00:00	0.024785
18/04/2018 19:00:00	0.038345
19/04/2018 19:00:00	0.035269
20/04/2018 19:00:00	0.043183
21/04/2018 19:00:00	0.022955
22/04/2018 19:00:00	0.028827
23/04/2018 19:00:00	0.031870
24/04/2018 19:00:00	0.032128
25/04/2018 19:00:00	0.025139
26/04/2018 19:00:00	0.019322
27/04/2018 19:00:00	0.022921
28/04/2018 19:00:00	0.032607
29/04/2018 19:00:00	0.033413
30/04/2018 19:00:00	0.031657

AÑO 2019	
S./kWh	SANTA ROSA 220
01/04/2019 19:00:00	0.029644
02/04/2019 19:00:00	0.029969
03/04/2019 19:00:00	0.029705
04/04/2019 19:00:00	0.033686
05/04/2019 19:00:00	0.027748
06/04/2019 19:00:00	0.028680
07/04/2019 19:00:00	0.028741
08/04/2019 19:00:00	0.029547
09/04/2019 19:00:00	0.030067
10/04/2019 19:00:00	0.029649
11/04/2019 19:00:00	0.029469
12/04/2019 19:00:00	0.028755
13/04/2019 19:00:00	0.028834
14/04/2019 19:00:00	0.028679
15/04/2019 19:00:00	0.029275
16/04/2019 19:00:00	0.029048
17/04/2019 19:00:00	0.030111
18/04/2019 19:00:00	0.034317
19/04/2019 19:00:00	0.025109
20/04/2019 19:00:00	0.028522
21/04/2019 19:00:00	0.028953
22/04/2019 19:00:00	0.030098
23/04/2019 19:00:00	0.025374
24/04/2019 19:00:00	0.026050
25/04/2019 19:00:00	0.025283
26/04/2019 19:00:00	0.025271
27/04/2019 19:00:00	0.025775
28/04/2019 19:00:00	0.025505
29/04/2019 19:00:00	0.025937
30/04/2019 19:00:00	0.025586

AÑO 2017	
S./kWh	SANTA ROSA 220
01/05/2017 19:00:00	0.015406
02/05/2017 19:00:00	0.024405
03/05/2017 19:00:00	0.024347
04/05/2017 19:00:00	0.024293
05/05/2017 19:00:00	0.310691
06/05/2017 19:00:00	0.081355
07/05/2017 19:00:00	0.024054
08/05/2017 19:00:00	0.313500
09/05/2017 19:00:00	0.015437
10/05/2017 19:00:00	0.015434
11/05/2017 19:00:00	0.015443
12/05/2017 19:00:00	0.307605
13/05/2017 19:00:00	0.304505
14/05/2017 19:00:00	0.020041
15/05/2017 19:00:00	0.062754
16/05/2017 19:00:00	0.103356
17/05/2017 19:00:00	0.042383
18/05/2017 19:00:00	0.104293
19/05/2017 19:00:00	0.037258
20/05/2017 19:00:00	0.015553
21/05/2017 19:00:00	0.015580
22/05/2017 19:00:00	0.054536
23/05/2017 19:00:00	0.015531
24/05/2017 19:00:00	0.015532
25/05/2017 19:00:00	0.015505
26/05/2017 19:00:00	0.015519
27/05/2017 19:00:00	0.015504
28/05/2017 19:00:00	0.015531
29/05/2017 19:00:00	0.015552
30/05/2017 19:00:00	0.062546
31/05/2017 19:00:00	0.015553

AÑO 2018	
S./kWh	SANTA ROSA 220
01/05/2018 19:00:00	0.028354
02/05/2018 19:00:00	0.032123
03/05/2018 19:00:00	0.028528
04/05/2018 19:00:00	0.028536
05/05/2018 19:00:00	0.029126
06/05/2018 19:00:00	0.033041
07/05/2018 19:00:00	0.029762
08/05/2018 19:00:00	0.034639
09/05/2018 19:00:00	0.030363
10/05/2018 19:00:00	0.033272
11/05/2018 19:00:00	0.028918
12/05/2018 19:00:00	0.034312
13/05/2018 19:00:00	0.021764
14/05/2018 19:00:00	0.029115
15/05/2018 19:00:00	0.031545
16/05/2018 19:00:00	0.032692
17/05/2018 19:00:00	0.031803
18/05/2018 19:00:00	0.031834
19/05/2018 19:00:00	0.031841
20/05/2018 19:00:00	0.035481
21/05/2018 19:00:00	0.034445
22/05/2018 19:00:00	0.031513
23/05/2018 19:00:00	0.034928
24/05/2018 19:00:00	0.034437
25/05/2018 19:00:00	0.035079
26/05/2018 19:00:00	0.034217
27/05/2018 19:00:00	0.035448
28/05/2018 19:00:00	0.038360
29/05/2018 19:00:00	0.038767
30/05/2018 19:00:00	0.033819
31/05/2018 19:00:00	0.029116

AÑO 2019	
S./kWh	SANTA ROSA 220
01/05/2019 19:00:00	0.025777
02/05/2019 19:00:00	0.026418
03/05/2019 19:00:00	0.031567
04/05/2019 19:00:00	0.032831
05/05/2019 19:00:00	0.029064
06/05/2019 19:00:00	0.030653
07/05/2019 19:00:00	0.025608
08/05/2019 19:00:00	0.031960
09/05/2019 19:00:00	0.031855
10/05/2019 19:00:00	0.030025
11/05/2019 19:00:00	0.028375
12/05/2019 19:00:00	0.026524
13/05/2019 19:00:00	0.031746
14/05/2019 19:00:00	0.024604
15/05/2019 19:00:00	0.031648
16/05/2019 19:00:00	0.027765
17/05/2019 19:00:00	0.029577
18/05/2019 19:00:00	0.034543
19/05/2019 19:00:00	0.037552
20/05/2019 19:00:00	0.030664
21/05/2019 19:00:00	0.032340
22/05/2019 19:00:00	0.035802
23/05/2019 19:00:00	0.031014
24/05/2019 19:00:00	0.031683
25/05/2019 19:00:00	0.033496
26/05/2019 19:00:00	0.032098
27/05/2019 19:00:00	0.032022
28/05/2019 19:00:00	0.029915
29/05/2019 19:00:00	0.031752
30/05/2019 19:00:00	0.029460
31/05/2019 19:00:00	0.032085

Fuente: COES

AÑO 2017	
S./kWh	SANTA ROSA 220
01/06/2017 19:00:00	0.015529
02/06/2017 19:00:00	0.015562
03/06/2017 19:00:00	0.015537
04/06/2017 19:00:00	0.015536
05/06/2017 19:00:00	0.040464
06/06/2017 19:00:00	0.015551
07/06/2017 19:00:00	0.042219
08/06/2017 19:00:00	0.039986
09/06/2017 19:00:00	0.045683
10/06/2017 19:00:00	0.015515
11/06/2017 19:00:00	0.015489
12/06/2017 19:00:00	0.045620
13/06/2017 19:00:00	0.045632
14/06/2017 19:00:00	0.042165
15/06/2017 19:00:00	0.042147
16/06/2017 19:00:00	0.042135
17/06/2017 19:00:00	0.045677
18/06/2017 19:00:00	0.062432
19/06/2017 19:00:00	0.062432
20/06/2017 19:00:00	0.045676
21/06/2017 19:00:00	0.043031
22/06/2017 19:00:00	0.062432
23/06/2017 19:00:00	0.062432
24/06/2017 19:00:00	0.045644
25/06/2017 19:00:00	0.042965
26/06/2017 19:00:00	0.043980
27/06/2017 19:00:00	0.062432
28/06/2017 19:00:00	0.045643
29/06/2017 19:00:00	0.044010
30/06/2017 19:00:00	0.044016

AÑO 2018	
S./kWh	SANTA ROSA 220
01/06/2018 19:00:00	0.031739
02/06/2018 19:00:00	0.033406
03/06/2018 19:00:00	0.033623
04/06/2018 19:00:00	0.013257
05/06/2018 19:00:00	0.027999
06/06/2018 19:00:00	0.031538
07/06/2018 19:00:00	0.031253
08/06/2018 19:00:00	0.031450
09/06/2018 19:00:00	0.027615
10/06/2018 19:00:00	0.031766
11/06/2018 19:00:00	0.031868
12/06/2018 19:00:00	0.028810
13/06/2018 19:00:00	0.031537
14/06/2018 19:00:00	0.028940
15/06/2018 19:00:00	0.037720
16/06/2018 19:00:00	0.032389
17/06/2018 19:00:00	0.029212
18/06/2018 19:00:00	0.038568
19/06/2018 19:00:00	0.038171
20/06/2018 19:00:00	0.033921
21/06/2018 19:00:00	0.034094
22/06/2018 19:00:00	0.033480
23/06/2018 19:00:00	0.038524
24/06/2018 19:00:00	0.034618
25/06/2018 19:00:00	0.031575
26/06/2018 19:00:00	0.029986
27/06/2018 19:00:00	0.031948
28/06/2018 19:00:00	0.031585
29/06/2018 19:00:00	0.032363
30/06/2018 19:00:00	0.030366

AÑO 2019	
S./kWh	SANTA ROSA 220
01/06/2019 19:00:00	0.030898
02/06/2019 19:00:00	0.028105
03/06/2019 19:00:00	0.030537
04/06/2019 19:00:00	0.030694
05/06/2019 19:00:00	0.030920
06/06/2019 19:00:00	0.031666
07/06/2019 19:00:00	0.030916
08/06/2019 19:00:00	0.030769
09/06/2019 19:00:00	0.031011
10/06/2019 19:00:00	0.031071
11/06/2019 19:00:00	0.031229
12/06/2019 19:00:00	0.027334
13/06/2019 19:00:00	0.029830
14/06/2019 19:00:00	0.027478
15/06/2019 19:00:00	0.030716
16/06/2019 19:00:00	0.025051
17/06/2019 19:00:00	0.029630
18/06/2019 19:00:00	0.029677
19/06/2019 19:00:00	0.030019
20/06/2019 19:00:00	0.031000
21/06/2019 19:00:00	0.031085
22/06/2019 19:00:00	0.032814
23/06/2019 19:00:00	0.030892
24/06/2019 19:00:00	0.033048
25/06/2019 19:00:00	0.030873
26/06/2019 19:00:00	0.029625
27/06/2019 19:00:00	0.029911
28/06/2019 19:00:00	0.031386
29/06/2019 19:00:00	0.027412
30/06/2019 19:00:00	0.026181

AÑO 2017	
S./kWh	SANTA ROSA 220
01/07/2017 19:00:00	0.023715
02/07/2017 19:00:00	0.023719
03/07/2017 19:00:00	0.031046
04/07/2017 19:00:00	0.023719
05/07/2017 19:00:00	0.031046
06/07/2017 19:00:00	0.023719
07/07/2017 19:00:00	0.031046
08/07/2017 19:00:00	0.049594
09/07/2017 19:00:00	0.023760
10/07/2017 19:00:00	0.043799
11/07/2017 19:00:00	0.031097
12/07/2017 19:00:00	0.018232
13/07/2017 19:00:00	0.043825
14/07/2017 19:00:00	0.031097
15/07/2017 19:00:00	0.049470
16/07/2017 19:00:00	0.049472
17/07/2017 19:00:00	0.049814
18/07/2017 19:00:00	0.049842
19/07/2017 19:00:00	0.062734
20/07/2017 19:00:00	0.043638
21/07/2017 19:00:00	0.049615
22/07/2017 19:00:00	0.043499
23/07/2017 19:00:00	0.023604
24/07/2017 19:00:00	0.049361
25/07/2017 19:00:00	0.065710
26/07/2017 19:00:00	0.065491
27/07/2017 19:00:00	0.023604
28/07/2017 19:00:00	0.030896
29/07/2017 19:00:00	0.023642
30/07/2017 19:00:00	0.018071
31/07/2017 19:00:00	0.062013

AÑO 2018	
S./kWh	SANTA ROSA 220
01/07/2018 19:00:00	0.029373
02/07/2018 19:00:00	0.034429
03/07/2018 19:00:00	0.032425
04/07/2018 19:00:00	0.028688
05/07/2018 19:00:00	0.028837
06/07/2018 19:00:00	0.028795
07/07/2018 19:00:00	0.032195
08/07/2018 19:00:00	0.026967
09/07/2018 19:00:00	0.029111
10/07/2018 19:00:00	0.032516
11/07/2018 19:00:00	0.033232
12/07/2018 19:00:00	0.032207
13/07/2018 19:00:00	0.034587
14/07/2018 19:00:00	0.032338
15/07/2018 19:00:00	0.032456
16/07/2018 19:00:00	0.033975
17/07/2018 19:00:00	0.032262
18/07/2018 19:00:00	0.032421
19/07/2018 19:00:00	0.032587
20/07/2018 19:00:00	0.028798
21/07/2018 19:00:00	0.026861
22/07/2018 19:00:00	0.023468
23/07/2018 19:00:00	0.023869
24/07/2018 19:00:00	0.026840
25/07/2018 19:00:00	0.032999
26/07/2018 19:00:00	0.029418
27/07/2018 19:00:00	0.026767
28/07/2018 19:00:00	0.034713
29/07/2018 19:00:00	0.030504
30/07/2018 19:00:00	0.497601
31/07/2018 19:00:00	0.248699

AÑO 2019	
S./kWh	SANTA ROSA 220
01/07/2019 19:00:00	0.031049
02/07/2019 19:00:00	0.029656
03/07/2019 19:00:00	0.031911
04/07/2019 19:00:00	0.048487
05/07/2019 19:00:00	0.032015
06/07/2019 19:00:00	0.030721
07/07/2019 19:00:00	0.031651
08/07/2019 19:00:00	0.028763
09/07/2019 19:00:00	0.028101
10/07/2019 19:00:00	0.029837
11/07/2019 19:00:00	0.030840
12/07/2019 19:00:00	0.032153
13/07/2019 19:00:00	0.030716
14/07/2019 19:00:00	0.029987
15/07/2019 19:00:00	0.032249
16/07/2019 19:00:00	0.031786
17/07/2019 19:00:00	0.032037
18/07/2019 19:00:00	0.028075
19/07/2019 19:00:00	0.030569
20/07/2019 19:00:00	0.032482
21/07/2019 19:00:00	0.033361
22/07/2019 19:00:00	0.059583
23/07/2019 19:00:00	0.032034
24/07/2019 19:00:00	0.030226
25/07/2019 19:00:00	0.030382
26/07/2019 19:00:00	0.027865
27/07/2019 19:00:00	0.029483
28/07/2019 19:00:00	0.026134
29/07/2019 19:00:00	0.026668
30/07/2019 19:00:00	0.029103
31/07/2019 19:00:00	0.031784

Fuente: COES

AÑO 2017	
S./kWh	SANTA ROSA 220
01/08/2017 19:00:00	0.049319
02/08/2017 19:00:00	0.030946
03/08/2017 19:00:00	0.049308
04/08/2017 19:00:00	0.049358
05/08/2017 19:00:00	0.049272
06/08/2017 19:00:00	0.023594
07/08/2017 19:00:00	0.065468
08/08/2017 19:00:00	0.043510
09/08/2017 19:00:00	0.043513
10/08/2017 19:00:00	0.030886
11/08/2017 19:00:00	0.049264
12/08/2017 19:00:00	0.049367
13/08/2017 19:00:00	0.030956
14/08/2017 19:00:00	0.030956
15/08/2017 19:00:00	0.065828
16/08/2017 19:00:00	0.057776
17/08/2017 19:00:00	0.065611
18/08/2017 19:00:00	0.062162
19/08/2017 19:00:00	0.049301
20/08/2017 19:00:00	0.030916
21/08/2017 19:00:00	0.043534
22/08/2017 19:00:00	0.049324
23/08/2017 19:00:00	0.065528
24/08/2017 19:00:00	0.062092
25/08/2017 19:00:00	0.049350
26/08/2017 19:00:00	0.044084
27/08/2017 19:00:00	0.065348
28/08/2017 19:00:00	0.049230
29/08/2017 19:00:00	0.030875
30/08/2017 19:00:00	0.049231
31/08/2017 19:00:00	0.049259

AÑO 2018	
S./kWh	SANTA ROSA 220
01/08/2018 19:00:00	0.028878
02/08/2018 19:00:00	0.576475
03/08/2018 19:00:00	0.031909
04/08/2018 19:00:00	0.034004
05/08/2018 19:00:00	0.027664
06/08/2018 19:00:00	0.026769
07/08/2018 19:00:00	0.026821
08/08/2018 19:00:00	0.027029
09/08/2018 19:00:00	0.026878
10/08/2018 19:00:00	0.028675
11/08/2018 19:00:00	0.034002
12/08/2018 19:00:00	0.030625
13/08/2018 19:00:00	0.031495
14/08/2018 19:00:00	0.031704
15/08/2018 19:00:00	0.032137
16/08/2018 19:00:00	0.031080
17/08/2018 19:00:00	0.028994
18/08/2018 19:00:00	0.032210
19/08/2018 19:00:00	0.032568
20/08/2018 19:00:00	0.032656
21/08/2018 19:00:00	0.031953
22/08/2018 19:00:00	0.027511
23/08/2018 19:00:00	0.027454
24/08/2018 19:00:00	0.029022
25/08/2018 19:00:00	0.028979
26/08/2018 19:00:00	0.029748
27/08/2018 19:00:00	0.033910
28/08/2018 19:00:00	0.032226
29/08/2018 19:00:00	0.033701
30/08/2018 19:00:00	0.032384
31/08/2018 19:00:00	0.032868

AÑO 2019	
S./kWh	SANTA ROSA 220
01/08/2019 19:00:00	0.031680
02/08/2019 19:00:00	0.029633
03/08/2019 19:00:00	0.032264
04/08/2019 19:00:00	0.030585
05/08/2019 19:00:00	0.032318
06/08/2019 19:00:00	0.031738
07/08/2019 19:00:00	0.032344
08/08/2019 19:00:00	0.032182
09/08/2019 19:00:00	0.031517
10/08/2019 19:00:00	0.033371
11/08/2019 19:00:00	0.032745
12/08/2019 19:00:00	0.032812
13/08/2019 19:00:00	0.051546
14/08/2019 19:00:00	0.033158
15/08/2019 19:00:00	0.033561
16/08/2019 19:00:00	0.032753
17/08/2019 19:00:00	0.032761
18/08/2019 19:00:00	0.032966
19/08/2019 19:00:00	0.033301
20/08/2019 19:00:00	0.050183
21/08/2019 19:00:00	0.050514
22/08/2019 19:00:00	0.049772
23/08/2019 19:00:00	0.032947
24/08/2019 19:00:00	0.034992
25/08/2019 19:00:00	0.033921
26/08/2019 19:00:00	0.049861
27/08/2019 19:00:00	0.049575
28/08/2019 19:00:00	0.059928
29/08/2019 19:00:00	0.060914
30/08/2019 19:00:00	0.050802
31/08/2019 19:00:00	0.035258

AÑO 2017	
S./kWh	SANTA ROSA 220
01/09/2017 19:00:00	0.023397
02/09/2017 19:00:00	0.030885
03/09/2017 19:00:00	0.023359
04/09/2017 19:00:00	0.049276
05/09/2017 19:00:00	0.065468
06/09/2017 19:00:00	0.061221
07/09/2017 19:00:00	0.065472
08/09/2017 19:00:00	0.065472
09/09/2017 19:00:00	0.060640
10/09/2017 19:00:00	0.030856
11/09/2017 19:00:00	0.060559
12/09/2017 19:00:00	0.056716
13/09/2017 19:00:00	0.065392
14/09/2017 19:00:00	0.044098
15/09/2017 19:00:00	0.044084
16/09/2017 19:00:00	0.049236
17/09/2017 19:00:00	0.030876
18/09/2017 19:00:00	0.065650
19/09/2017 19:00:00	0.044139
20/09/2017 19:00:00	0.044149
21/09/2017 19:00:00	0.018009
22/09/2017 19:00:00	0.030875
23/09/2017 19:00:00	0.030915
24/09/2017 19:00:00	0.044061
25/09/2017 19:00:00	0.061501
26/09/2017 19:00:00	0.060863
27/09/2017 19:00:00	0.057705
28/09/2017 19:00:00	0.057705
29/09/2017 19:00:00	0.065528
30/09/2017 19:00:00	0.044504

AÑO 2018	
S./kWh	SANTA ROSA 220
01/09/2018 19:00:00	0.033431
02/09/2018 19:00:00	0.034112
03/09/2018 19:00:00	0.033020
04/09/2018 19:00:00	0.032586
05/09/2018 19:00:00	0.032581
06/09/2018 19:00:00	0.034672
07/09/2018 19:00:00	0.030527
08/09/2018 19:00:00	0.033413
09/09/2018 19:00:00	0.032981
10/09/2018 19:00:00	0.033784
11/09/2018 19:00:00	0.033357
12/09/2018 19:00:00	0.032971
13/09/2018 19:00:00	0.033052
14/09/2018 19:00:00	0.030034
15/09/2018 19:00:00	0.032609
16/09/2018 19:00:00	0.029333
17/09/2018 19:00:00	0.032806
18/09/2018 19:00:00	0.029757
19/09/2018 19:00:00	0.029235
20/09/2018 19:00:00	0.029394
21/09/2018 19:00:00	0.029233
22/09/2018 19:00:00	0.029494
23/09/2018 19:00:00	0.030984
24/09/2018 19:00:00	0.032568
25/09/2018 19:00:00	0.032545
26/09/2018 19:00:00	0.029271
27/09/2018 19:00:00	0.032567
28/09/2018 19:00:00	0.033497
29/09/2018 19:00:00	0.032347
30/09/2018 19:00:00	0.029157

AÑO 2019	
S./kWh	SANTA ROSA 220
01/09/2019 19:00:00	0.032180
02/09/2019 19:00:00	0.035187
03/09/2019 19:00:00	0.049888
04/09/2019 19:00:00	0.036142
05/09/2019 19:00:00	0.034875
06/09/2019 19:00:00	0.050605
07/09/2019 19:00:00	0.032543
08/09/2019 19:00:00	0.032866
09/09/2019 19:00:00	0.032715
10/09/2019 19:00:00	0.049366
11/09/2019 19:00:00	0.032298
12/09/2019 19:00:00	0.031268
13/09/2019 19:00:00	0.050083
14/09/2019 19:00:00	0.029572
15/09/2019 19:00:00	0.030273
16/09/2019 19:00:00	0.031041
17/09/2019 19:00:00	0.032242
18/09/2019 19:00:00	0.032095
19/09/2019 19:00:00	0.031193
20/09/2019 19:00:00	0.030824
21/09/2019 19:00:00	0.031549
22/09/2019 19:00:00	0.026783
23/09/2019 19:00:00	0.029939
24/09/2019 19:00:00	0.030997
25/09/2019 19:00:00	0.032156
26/09/2019 19:00:00	0.032690
27/09/2019 19:00:00	0.032173
28/09/2019 19:00:00	0.031234
29/09/2019 19:00:00	0.031182
30/09/2019 19:00:00	0.032027

Fuente: COES

AÑO 2017	
S./kWh	SANTA ROSA 220
01/10/2017 19:00:00	0.049776
02/10/2017 19:00:00	0.041818
03/10/2017 19:00:00	0.049536
04/10/2017 19:00:00	0.041510
05/10/2017 19:00:00	0.048947
06/10/2017 19:00:00	0.041985
07/10/2017 19:00:00	0.072056
08/10/2017 19:00:00	0.016816
09/10/2017 19:00:00	0.027148
10/10/2017 19:00:00	0.036199
11/10/2017 19:00:00	0.021398
12/10/2017 19:00:00	0.027310
13/10/2017 19:00:00	0.021364
14/10/2017 19:00:00	0.026496
15/10/2017 19:00:00	0.021213
16/10/2017 19:00:00	0.017397
17/10/2017 19:00:00	0.020710
18/10/2017 19:00:00	0.017447
19/10/2017 19:00:00	0.017444
20/10/2017 19:00:00	0.017804
21/10/2017 19:00:00	0.017328
22/10/2017 19:00:00	0.016096
23/10/2017 19:00:00	0.017348
24/10/2017 19:00:00	0.015848
25/10/2017 19:00:00	0.017796
26/10/2017 19:00:00	0.017191
27/10/2017 19:00:00	0.017212
28/10/2017 19:00:00	0.018216
29/10/2017 19:00:00	0.017698
30/10/2017 19:00:00	0.018197
31/10/2017 19:00:00	0.017562

AÑO 2017	
S./kWh	SANTA ROSA 220
01/11/2017 19:00:00	0.016562
02/11/2017 19:00:00	0.018670
03/11/2017 19:00:00	0.048978
04/11/2017 19:00:00	0.026964
05/11/2017 19:00:00	0.026312
06/11/2017 19:00:00	0.027339
07/11/2017 19:00:00	0.027170
08/11/2017 19:00:00	0.027146
09/11/2017 19:00:00	0.026129
10/11/2017 19:00:00	0.027505
11/11/2017 19:00:00	0.021742
12/11/2017 19:00:00	0.026514
13/11/2017 19:00:00	0.026367
14/11/2017 19:00:00	0.026065
15/11/2017 19:00:00	0.049319
16/11/2017 19:00:00	0.027338
17/11/2017 19:00:00	0.026708
18/11/2017 19:00:00	0.050180
19/11/2017 19:00:00	0.051249
20/11/2017 19:00:00	0.027872
21/11/2017 19:00:00	0.044353
22/11/2017 19:00:00	0.050307
23/11/2017 19:00:00	0.046270
24/11/2017 19:00:00	0.040869
25/11/2017 19:00:00	0.045492
26/11/2017 19:00:00	0.049802
27/11/2017 19:00:00	0.051504
28/11/2017 19:00:00	0.027978
29/11/2017 19:00:00	0.011763
30/11/2017 19:00:00	0.015850

AÑO 2018	
S./kWh	SANTA ROSA 220
01/10/2018 19:00:00	0.035556
02/10/2018 19:00:00	0.029288
03/10/2018 19:00:00	0.032429
04/10/2018 19:00:00	0.035114
05/10/2018 19:00:00	0.027317
06/10/2018 19:00:00	0.029107
07/10/2018 19:00:00	0.027188
08/10/2018 19:00:00	0.026582
09/10/2018 19:00:00	0.032319
10/10/2018 19:00:00	0.033130
11/10/2018 19:00:00	0.033037
12/10/2018 19:00:00	0.029098
13/10/2018 19:00:00	0.026941
14/10/2018 19:00:00	0.001946
15/10/2018 19:00:00	0.024185
16/10/2018 19:00:00	0.026865
17/10/2018 19:00:00	0.032786
18/10/2018 19:00:00	0.027759
19/10/2018 19:00:00	0.026591
20/10/2018 19:00:00	0.026883
21/10/2018 19:00:00	0.021030
22/10/2018 19:00:00	0.026857
23/10/2018 19:00:00	0.027051
24/10/2018 19:00:00	0.028685
25/10/2018 19:00:00	0.030551
26/10/2018 19:00:00	0.034323
27/10/2018 19:00:00	0.036588
28/10/2018 19:00:00	0.032631
29/10/2018 19:00:00	0.033015
30/10/2018 19:00:00	0.032865
31/10/2018 19:00:00	0.026213

AÑO 2018	
S./kWh	SANTA ROSA 220
01/11/2018 19:00:00	0.026491
02/11/2018 19:00:00	0.026448
03/11/2018 19:00:00	0.024304
04/11/2018 19:00:00	0.026505
05/11/2018 19:00:00	0.026851
06/11/2018 19:00:00	0.026827
07/11/2018 19:00:00	0.029441
08/11/2018 19:00:00	0.033573
09/11/2018 19:00:00	0.030349
10/11/2018 19:00:00	0.034201
11/11/2018 19:00:00	0.034235
12/11/2018 19:00:00	0.027560
13/11/2018 19:00:00	0.026739
14/11/2018 19:00:00	0.026668
15/11/2018 19:00:00	0.042725
16/11/2018 19:00:00	0.030501
17/11/2018 19:00:00	0.034024
18/11/2018 19:00:00	0.030601
19/11/2018 19:00:00	0.030028
20/11/2018 19:00:00	0.025914
21/11/2018 19:00:00	0.025998
22/11/2018 19:00:00	0.025882
23/11/2018 19:00:00	0.025837
24/11/2018 19:00:00	0.032867
25/11/2018 19:00:00	0.026196
26/11/2018 19:00:00	0.026663
27/11/2018 19:00:00	0.026673
28/11/2018 19:00:00	0.033648
29/11/2018 19:00:00	0.026712
30/11/2018 19:00:00	0.026774

AÑO 2019	
S./kWh	SANTA ROSA 220
01/10/2019 19:00:00	0.032727
02/10/2019 19:00:00	0.031141
03/10/2019 19:00:00	0.029781
04/10/2019 19:00:00	0.029889
05/10/2019 19:00:00	0.170902
06/10/2019 19:00:00	0.035544
07/10/2019 19:00:00	0.029572
08/10/2019 19:00:00	0.032078
09/10/2019 19:00:00	0.035753
10/10/2019 19:00:00	0.035444
11/10/2019 19:00:00	0.060269
12/10/2019 19:00:00	0.060602
13/10/2019 19:00:00	0.036471
14/10/2019 19:00:00	0.060680
15/10/2019 19:00:00	0.060316
16/10/2019 19:00:00	0.060271
17/10/2019 19:00:00	0.033379
18/10/2019 19:00:00	0.029849
19/10/2019 19:00:00	0.029783
20/10/2019 19:00:00	0.027360
21/10/2019 19:00:00	0.030829
22/10/2019 19:00:00	0.030793
23/10/2019 19:00:00	0.031649
24/10/2019 19:00:00	0.033278
25/10/2019 19:00:00	0.060769
26/10/2019 19:00:00	0.048972
27/10/2019 19:00:00	0.040066
28/10/2019 19:00:00	0.048866
29/10/2019 19:00:00	0.060745
30/10/2019 19:00:00	0.061107
31/10/2019 19:00:00	0.059978

AÑO 2019	
S./kWh	SANTA ROSA 220
01/11/2019 19:00:00	0.060594
02/11/2019 19:00:00	0.061073
03/11/2019 19:00:00	0.031980
04/11/2019 19:00:00	0.033788
05/11/2019 19:00:00	0.030899
06/11/2019 19:00:00	0.049004
07/11/2019 19:00:00	0.049296
08/11/2019 19:00:00	0.058409
09/11/2019 19:00:00	0.031167
10/11/2019 19:00:00	0.031779
11/11/2019 19:00:00	0.030136
12/11/2019 19:00:00	0.030301
13/11/2019 19:00:00	0.032392
14/11/2019 19:00:00	0.030538
15/11/2019 19:00:00	0.030610
16/11/2019 19:00:00	0.031992
17/11/2019 19:00:00	0.030746
18/11/2019 19:00:00	0.032957
19/11/2019 19:00:00	0.038222
20/11/2019 19:00:00	0.032360
21/11/2019 19:00:00	0.033627
22/11/2019 19:00:00	0.034236
23/11/2019 19:00:00	0.032815
24/11/2019 19:00:00	0.030115
25/11/2019 19:00:00	0.032239
26/11/2019 19:00:00	0.031389
27/11/2019 19:00:00	0.034053
28/11/2019 19:00:00	0.032546
29/11/2019 19:00:00	0.031613
30/11/2019 19:00:00	0.032553

Fuente: COES

AÑO 2017	
S./kWh	SANTA ROSA 220
01/12/2017 19:00:00	0.025939
02/12/2017 19:00:00	0.051443
03/12/2017 19:00:00	0.017110
04/12/2017 19:00:00	0.017263
05/12/2017 19:00:00	0.021212
06/12/2017 19:00:00	0.025995
07/12/2017 19:00:00	0.025923
08/12/2017 19:00:00	0.045321
09/12/2017 19:00:00	0.017137
10/12/2017 19:00:00	0.017021
11/12/2017 19:00:00	0.017523
12/12/2017 19:00:00	0.026038
13/12/2017 19:00:00	0.050497
14/12/2017 19:00:00	0.045296
15/12/2017 19:00:00	0.050940
16/12/2017 19:00:00	0.044806
17/12/2017 19:00:00	0.040988
18/12/2017 19:00:00	0.040956
19/12/2017 19:00:00	0.021626
20/12/2017 19:00:00	0.020883
21/12/2017 19:00:00	0.021779
22/12/2017 19:00:00	0.022563
23/12/2017 19:00:00	0.021953
24/12/2017 19:00:00	0.017342
25/12/2017 19:00:00	0.010827
26/12/2017 19:00:00	0.017466
27/12/2017 19:00:00	0.017777
28/12/2017 19:00:00	0.017388
29/12/2017 19:00:00	0.017806
30/12/2017 19:00:00	0.017046
31/12/2017 19:00:00	0.015752

AÑO 2018	
S./kWh	SANTA ROSA 220
01/12/2018 19:00:00	0.033495
02/12/2018 19:00:00	0.042941
03/12/2018 19:00:00	0.033401
04/12/2018 19:00:00	0.033446
05/12/2018 19:00:00	0.032950
06/12/2018 19:00:00	0.029642
07/12/2018 19:00:00	0.026271
08/12/2018 19:00:00	0.025959
09/12/2018 19:00:00	0.024518
10/12/2018 19:00:00	0.033149
11/12/2018 19:00:00	0.033085
12/12/2018 19:00:00	0.032384
13/12/2018 19:00:00	0.033134
14/12/2018 19:00:00	0.033270
15/12/2018 19:00:00	0.026156
16/12/2018 19:00:00	0.025936
17/12/2018 19:00:00	0.025886
18/12/2018 19:00:00	0.025770
19/12/2018 19:00:00	0.026009
20/12/2018 19:00:00	0.029157
21/12/2018 19:00:00	0.025960
22/12/2018 19:00:00	0.024947
23/12/2018 19:00:00	0.030451
24/12/2018 19:00:00	0.033342
25/12/2018 19:00:00	0.027342
26/12/2018 19:00:00	0.030233
27/12/2018 19:00:00	0.025643
28/12/2018 19:00:00	0.030024
29/12/2018 19:00:00	0.030550
30/12/2018 19:00:00	0.026779
31/12/2018 19:00:00	0.030868

AÑO 2019	
S./kWh	SANTA ROSA 220
01/12/2019 19:00:00	0.032661
02/12/2019 19:00:00	0.032429
03/12/2019 19:00:00	0.032773
04/12/2019 19:00:00	0.028786
05/12/2019 19:00:00	0.029736
06/12/2019 19:00:00	0.032916
07/12/2019 19:00:00	0.032827
08/12/2019 19:00:00	0.032586
09/12/2019 19:00:00	0.060341
10/12/2019 19:00:00	0.028777
11/12/2019 19:00:00	0.032749
12/12/2019 19:00:00	0.032857
13/12/2019 19:00:00	0.028595
14/12/2019 19:00:00	0.031331
15/12/2019 19:00:00	0.028567
16/12/2019 19:00:00	0.028341
17/12/2019 19:00:00	0.032429
18/12/2019 19:00:00	0.029946
19/12/2019 19:00:00	0.030626
20/12/2019 19:00:00	0.027267
21/12/2019 19:00:00	0.028885
22/12/2019 19:00:00	0.030083
23/12/2019 19:00:00	0.030125
24/12/2019 19:00:00	0.022384
25/12/2019 19:00:00	0.026230
26/12/2019 19:00:00	0.031174
27/12/2019 19:00:00	0.030856
28/12/2019 19:00:00	0.034140
29/12/2019 19:00:00	0.030678
30/12/2019 19:00:00	0.031413
31/12/2019 19:00:00	0.029021

Fuente: COES

- La volatilidad (σ) del año 2010, 2015, 2016, 2017, 2018,2019 = 58.87%.
- Para la aplicación del modelo de evaluación en la Región Puno de la central hidroeléctrica Ángel I, Ángel II y Ángel III se tomó de referencia el cálculo de la volatilidad anual del año 2018.

La volatilidad (σ_{anual}) = 44.49%

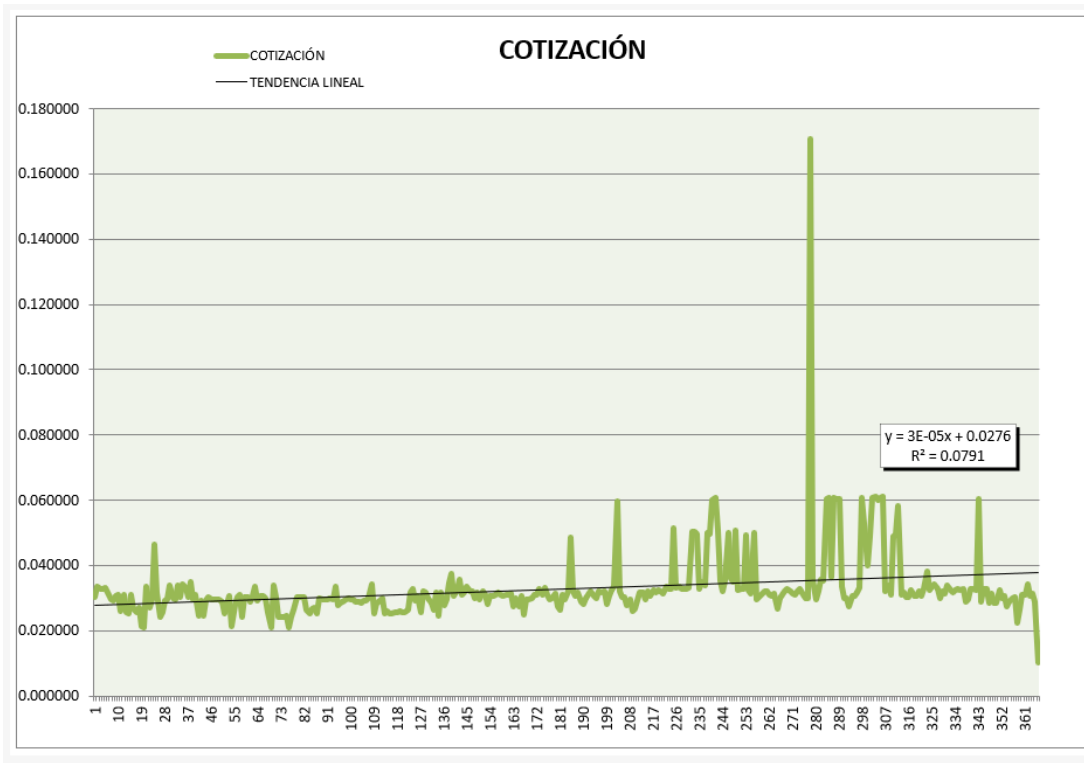


Figura 12. Cotización

Fuente: Elaboración propia.

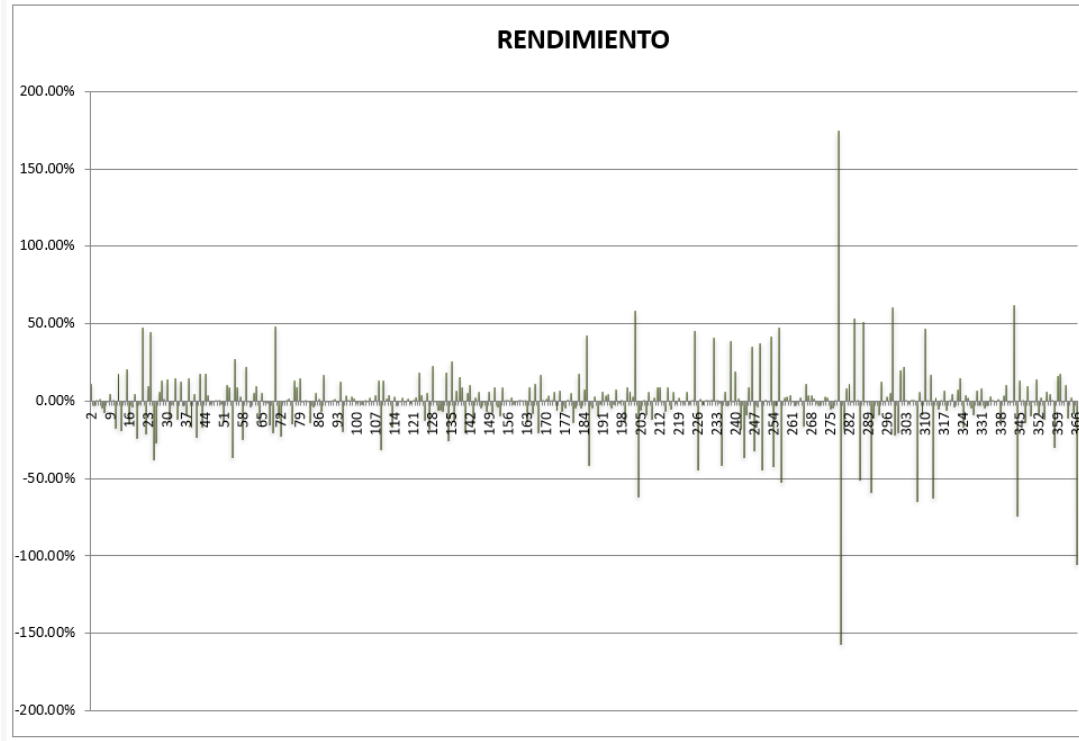
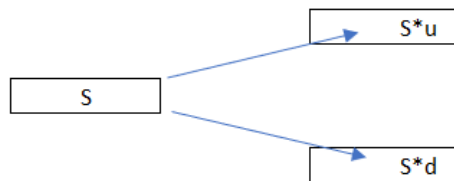
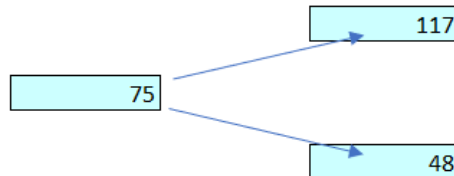


Figura 13. Rendimiento

Fuente: Elaboración Propia.

ANEXO 3. Cálculo del valor actual mediante un árbol binomial.

S	75	precio del activo subyacente
E	80	precio de ejercicio
u	1.56	factor subida
d	0.64	factor bajada
r	8.42%	rentabilidad libre de riesgo
p	0.482	probabilidad alza
1-p	0.518	probabilidad descenso



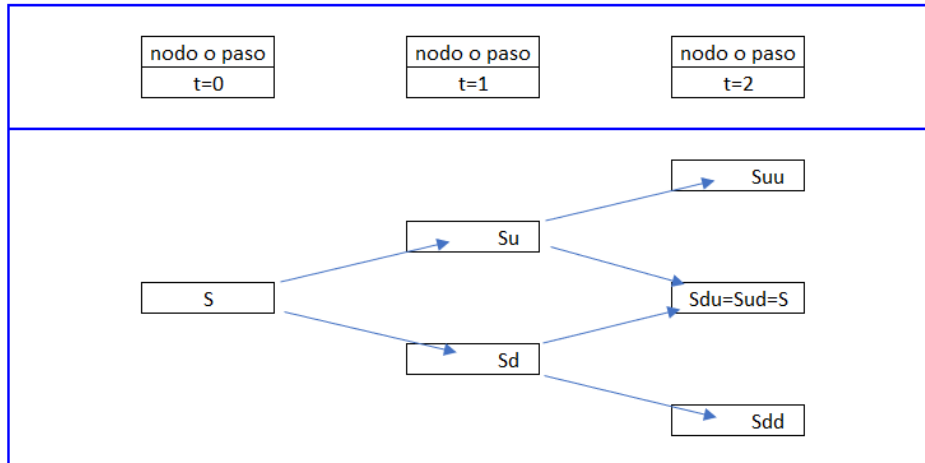
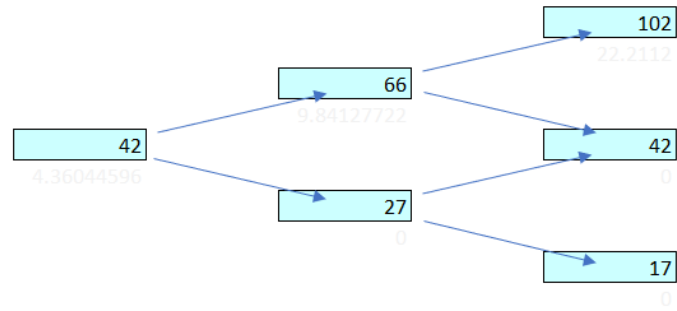
Fuente: Elaboración propia.

La distribución binomial del valor residual para la opción de abandono dentro de un año será:

$$VR_0 = E_1 - VA_1$$

$$VR_0 = 117 - 75 = 42$$

S	42
E	80
u	1.56
d	0.64
r	8.42%
p	0.482
1-p	0.518
n	2
T	2
Δt	1



Fuente: Elaboración propia.