

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD MULTIDISCIPLINARIA DE OCCIDENTE
ESCUELA DE POSGRADO



TRABAJO DE POSGRADO:

“ANÁLISIS DEL RIESGO REGULATORIO EN LOS PRECIOS DE COMPRA Y VENTA DE ENERGÍA Y SU EFECTO
EN LOS FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE EL SALVADOR
DURANTE LOS AÑOS 2015 Y 2016”

PRESENTADO POR:

LICENCIADO CÉSAR ANTONIO ARGUETA BARRERA

LICENCIADA ALICIA ARACELY BOLAÑOS ORTIZ

TRABAJO DE INVESTIGACION PARA OPTAR AL GRADO DE:

MAESTRO EN ADMINISTRACIÓN FINANCIERA

ASESOR DE TESIS:

MAESTRO RONALD ALEXANDER RUIZ AGREDA

FEBRERO 2018

SANTA ANA

EL SALVADOR

CENTROAMERICA

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

AUTORIDADES CENTRALES



M.Sc. ROGER ARMANDO ARIAS ALVARADO

RECTOR

DR. MANUEL DE JESÚS JOYA ÁBREGO

VICE- RRECTOR ACADÉMICO

ING. NELSON BERNABÉ GRANADOS ALVARADO.

VICE- RRECTOR ADMINISTRATIVO

LICDO. CRISTOBAL HERNÁN RÍOS BENÍTEZ

SECRETARIO GENERAL

M.Sc. CLAUDIA MARÍA MELGAR DE ZAMBRANA

DEFENSORA DE LOS DERECHOS UNIVERSITARIOS

LICDO. RAFAEL HUMBERTO PEÑA MARIN

FISCAL GENERAL

FACULTAD MULTIDISCIPLINARIA DE OCCIDENTE

AUTORIDADES



DR. RAÚL ERNESTO AZCÚNAGA LÓPEZ

DECANO

M.Ed. ROBERTO CARLOS SIGÜENZA CAMPOS

VICE - DECANO

M.Sc. DAVID ALFONSO MATA ALDANA

SECRETARIO DE LA FACULTAD

MAESTRA RINA CLARIBEL BOLAÑOS DE ZOMETA

JEFE DEL DEPARTAMENTO DE POSGRADO

FACULTAD MULTIDISCIPLINARIA DE OCCIDENTE



TRIBUNAL EVALUADOR:

M.Sc VICTOR MANUEL SERRANO

PRESIDENTE

M.Sc RONALD ALEXANDER RUIZ AGREDA

SECRETARIO

M.Sc RICARDO MISAEL AYALA MOLINA

VOCAL

AGRADECIMIENTOS Y DEDICATORIA

Hace tres años me embarque en una aventura que sobrepasaba a mis proyecciones como persona y profesional, en este proceso hubo muchos conflictos, nada fue fácil sin embargo en esta oportunidad muestro mi principal gratitud los siguientes:

A DIOS:

Agradezco a Dios por ser quien me ha dirigido y guiado en este rumbo, quien ha mostrado su gracia y favor hacia mi persona, por haber provisto de los recursos necesarios tanto capacidades y financieros para finalizar el proceso de aprendizaje.

A MI FAMILIA:

Agradezco a mi familia quien siempre han creído en los proyectos en los cuales me he embarcado y por mostrar su apoyo incondicional, a mi madre a quien admiro mucho por ser ejemplo en mi vida de esfuerzo, honradez, a mis hermanas por impulsarme a hacer realidad la obtención de un logro académico más.

AL MAESTRO RONALD RUIZ:

Por ser un guía en este tiempo, por su esfuerzo y dedicación para brindarnos las asesorías necesarias para finalizar este proyecto de investigación, gracias por brindar su conocimiento y un aporte significativo a esta investigación.

A MIS COMPAÑEROS DE MAESTRIA:

Agradezco a mis compañeros de maestría a los cuales admiro y respeto, gracias por su apoyo y consejos, gracias por mostrarme siempre distintas maneras de ver las cosas, en especial agradezco a Mario Mejía por haber sido parte de nuestro equipo de trabajo.

A MI COMPAÑERA DE TESIS:

Agradezco grandemente a mi compañera de tesis Alicia Bolaños por haber formado parte de esta experiencia académica desde el inicio por ser una amiga a quien respeto y admiro, gracias por ser ejemplo de esfuerzo, excelencia y dedicación.

A LA UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR (FMOcc):

Al grupo de profesionales los cuales formaron parte de la planilla docentes de la Escuela de Posgrados, gracias por transmitir sus experiencias, logros y desaciertos de la vida profesional y enseñarme a ver de otra perspectiva la vida.

¡Gracias a todos!

César Antonio Argueta Barrera

AGRADECIMIENTOS Y DEDICATORIA

En la vida se van dando con el paso del tiempo diferentes etapas de transición, en las cuales el ser humano adquiere experiencias, conocimiento y satisfacciones. Haber realizado este trabajo de grado se convierte en una experiencia, en conocimiento y en una gran satisfacción.

A DIOS:

Agradezco infinitamente a nuestro creador cada día de mi vida, ya que cada día es una nueva oportunidad para mejorar y siempre he tenido a mi Dios bendiciéndome y dándome sabiduría para afrontar cada etapa de mi vida.

A MI FAMILIA:

Agradezco a mis padres por todo el apoyo que desde siempre me han brindado y las enseñanzas que han inculcado en mi desde temprana edad, agradeciendo el tiempo que han sacrificado para darme el apoyo en el logro de mi meta y siempre estar conmigo dándome fuerzas para seguir adelante. A mis hermanos, agradezco su gran apoyo en esta etapa ya que son parte de mi motor para seguir adelante.

A CARLOS FIGUEROA:

Agradezco el apoyo que me ha brindado siempre y en esta etapa de mi vida comparto con él la satisfacción de haber alcanzado mi meta, sabiendo que en esta etapa tuvimos que sacrificar tiempo y esfuerzos. Gracias por además de compartir tu vida conmigo, apoyarme y haber compartido uno de mis sueños.

AL MAESTRO RONALD RUIZ:

Siempre compartiendo con nosotros parte de su gran conocimiento del área e impulsado mejoras para lograr un trabajo de calidad que nos permitiera lograr esta meta. Gracias por haber aceptado convertirse en nuestro asesor y por siempre brindarnos el tiempo de atención y apoyo.

A MIS COMPAÑEROS DE MAESTRIA:

Agradezco siempre el apoyo de mis compañeros, en especial a Mario Mejía, quien fue parte importante de esta etapa, siempre compartiendo buenos momentos y logrando salir adelante juntos a pesar de las dificultades, logrando además de una meta contar con un nuevo amigo para la vida.

A MI COMPAÑERO DE TESIS:

Gracias por haber aceptado ser mi compañero en esta aventura y por aceptar siempre las recomendaciones y mejoras con el fin de lograr un trabajo de calidad.

Agradezco el respaldo y apoyo siempre brindado, siendo además de mi compañero de tesis, mi amigo.

A MIS COMPAÑEROS DE TRABAJO:

Agradeciendo siempre el apoyo brindado en esta etapa, siendo muy gratificante para mi contar con compañeros de trabajo que estuvieron siempre compartiendo sus conocimientos y experiencias. Gracias especiales a: Ing. Ángel Salinas, Ing. Jesús Alvarenga, Ing. Daniel Hernández, Lic. Margarita Vanegas y Ronald.

Gracias por ser además de compañeros de trabajo un apoyo muy importante para el logro de mi meta.

A LA UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR (FMOcc):

A la plantilla de docentes de la Escuela de Posgrados, así como a los maestros que compartieron su experiencia durante el desarrollo de la maestría. Gracias a todos por haberse convertido en pilares para el logro de esta meta.

¡Gracias a todos!

Alicia Aracely Bolaños Ortiz

INDICE

CAPITULO I. GENERALIDADES DE LA INVESTIGACIÓN	2
1.1 Planteamiento Del Problema.	3
1.2 Preguntas De Investigación.....	9
1.2.1 Pregunta Central.....	9
1.2.2 Preguntas Específicas.	9
1.3 Objetivos De Investigación.....	10
1.3.1 Objetivo General.....	10
1.3.2 Objetivos Específicos	10
1.4 Justificación.....	10
1.5 Alcances De La Investigación.	12
1.6 Limitantes De La Investigación.	13
CAPITULO II.- MARCO TEORICO	15
2.1 Antecedentes del Sector Eléctrico Salvadoreño.	16
2.1.1 Origen del Sector Eléctrico antes de la Privatización.	16
2.1.2 Sector Eléctrico Posterior a la Privatización.....	18
2.1.3 Composición del Sector Eléctrico Actual.....	22
2.2 Normas Regulatorias del Sector Eléctrico.	28
2.2.1 Marco Legal del Sector Eléctrico Nacional.	28
2.2.2 Normativa de la Actividad de Compra y Venta de Energía.	30
2.2.3 Normativa de Aprobación de Tarifas de Cargo por Energía.....	39
2.2.4 Cargos de la Factura de Energía Mensual.....	44
2.3 Definición de Riesgo y su Clasificación.....	46
2.3.1 Origen del Riesgo.....	46

2.3.2	Concepto de Riesgo.....	48
2.3.3	Riesgos Asociados a Empresas.....	49
2.3.4	Riesgos Regulatorios.....	55
2.3.5	Riesgos de las Distribuidoras de Energía Eléctrica.	58
2.4	Variables Macroeconómicas Incidentes en los Precios de Energía. .	69
2.4.1	El Impacto de los Precios Energéticos en Costos.....	69
2.4.2	El impacto de los Costos Agregados y el Nivel de Precios.....	70
2.4.3	El efecto en Salarios y Otros Costos.	71
2.4.4	Efectos Sobre la Oferta Potencial.	71
2.4.5	El Efecto en la Demanda agregada.	72
2.4.6	La Respuesta en Política Monetaria.....	72
2.4.7	Gas natural licuado.	73
2.5	Beneficios Económicos del Sector Eléctrico a la Sociedad.....	75
2.5.1	Incentivos a las Inversiones del Sector Eléctrico.....	75
2.5.2	Crecimiento de la Economía y Producción en El Salvador.	77
2.5.3	Efecto del Crecimiento del Sector en El Salvador.....	82
2.5.4	Subsidio Eléctrico en El Salvador.....	84
2.5.5	Cambios en la Aplicación del Subsidio.....	86
2.5.6	Beneficios Sociales del Subsidio a la Energía.....	90
2.6	Cargos por Energía para las Distribuidoras de Energía Eléctrica.....	91
2.6.1	Metodología de traslado de Precios de Energía.	91
2.7	Precios Aprobados para el Cargo por Energía 2015-2016.....	104
2.7.1	Tarifas por cargo de energía para el año 2015.....	104
2.7.2	Tarifas por Cargo de Energía para el Año 2016.	108

2.8	Manejo de las Cuentas por Cobrar por las Distribuidoras.....	112
2.8.1	Cuentas por Cobrar.....	112
2.8.2	Costo de Oportunidad de la Cobranza Regulada.....	118
2.9	Composición de la Matriz Energética Salvadoreña.....	119
2.9.1	Capacidad Instalada de Generación en El Salvador.....	119
2.9.2	Estructura de la Matriz de Generación Energética.....	121
2.10	Costo Financiero del Retraso del Pago de Subsidio.....	127
2.11	Mercado Mayorista de Energía.....	130
2.11.1	Concepto y origen del Mercado Mayorista.....	130
2.11.2	Funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía.....	130
2.11.3	Tipos de Mercados de Compras.....	133
2.11.4	Términos Complementarios de la Metodología de Compras.....	140
2.11.5	Estadísticas del Mercado Mayorista durante el Año 2015.....	144
2.11.6	Estadísticas del Mercado Mayorista durante el Año 2016.....	148
CAPITULO III: DISEÑO Y ENFOQUE METODÓLOGICO		153
3.1	Diseño De La Investigación.....	153
3.2	Tipo de Estudio.....	154
3.3	Unidad de Análisis.....	155
3.4	Fuentes de Información.....	156
3.4.1	Fuente de Información Primaria.....	156
3.4.2	Fuente de Información Secundaria.....	157
3.5	Técnicas e Instrumentos de Investigación.....	158
3.6	Operacionalización de las Variables.....	158
3.7	Universo y Muestra.....	163

3.7.1	Universo.....	163
3.7.2	Muestra.....	163
3.8	Presentación, Análisis e Interpretación de Resultados.....	164
3.8.1	Cuestionario aplicado a Personal Técnico.....	164
3.8.1	Cuestionario aplicado a Personal Administrativo.....	181
CAPITULO IV: ANÁLISIS DEL RIESGO REGULATORIO EN LOS PRECIOS DE COMPRA Y VENTA DE ENERGÍA Y SU EFECTO EN LOS FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE EL SALVADOR DURANTE LOS AÑOS 2015 Y 2016.....		
4.1	Efectos Financieros en las Tarifas de Compra y Venta.....	202
4.1.1	Calce y Descalce Financiero de las Tarifas.....	202
4.1.2	Precios de la Energía a Trasladar a Tarifas (PETT).....	203
4.1.3	Precios de Compra de la Energía.....	204
4.1.4	Riesgo de Pérdida ante Disminución de Demanda.....	207
4.1.5	Pérdidas de Energía.....	210
4.2	Efectos Financieros en los Ingresos por Ventas.....	212
4.2.1	Claves Financieras en el Cálculo de Ventas Proyectadas.....	214
4.2.2	Ingresos por Energía Proyectados.....	218
4.2.3	Gastos Operativos y de Mantenimiento.....	218
4.2.4	Estructura de las Tarifas de las Distribuidoras.....	221
4.2.5	Precio de la Energía para Trasladar a Tarifas (PETT).....	222
4.2.6	Factores de Forma Aplicables a Tarifa.....	223
4.3	Distribución de la Energía por Inyección de Recurso.....	226
4.4	Determinación de Precios de Venta Proyectados.....	228
4.4.1	Precios Históricos de Energía Aplicables a Tarifa.....	228

4.4.2	Determinar Variables Asociados a Precios Venta.....	230
4.4.3	Proyección del Precio Petróleo.....	238
4.4.4	Proyección del Precio CMO.....	239
4.4.5	Proyección a Base de Variables.....	241
4.5	Determinación de los Costos de Compra de Energía.	243
4.5.1	Compras de Energía.....	245
4.5.2	Comparativo de Tarifas Proyectadas.....	246
4.6	Cálculo de Parámetros Técnicos.	248
4.6.1	Tasa De Retorno Del Accionista (Ke).....	248
4.6.2	Determinación de Beta.....	248
4.6.3	Tasa Libre de Riesgo.....	249
4.6.4	Riesgo de Mercado.....	250
4.6.5	Riesgo País.	251
4.7	Calculo de Tasa WACC.	252
4.8	Variables Financieras en los Flujos Proyectados.....	253
4.9	Flujos De Caja Libre.	254
4.10	Determinación de VAN y TIR.	256
4.11	Análisis de Sensibilidad.....	258
	CAPITULO 5.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	274
5.1	Conclusiones.....	274
5.2	Recomendaciones.....	277
	REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	280
	ANEXOS.....	286

RESUMEN EJECUTIVO

Uno de los factores estratégicos en un país es su capacidad instalada para realizar la generación y distribución de energía eléctrica, ambas se convierten en el centro de la productividad de una nación, en El Salvador dichos sectores se encuentran regulados en diversos aspectos, siendo uno de los puntos más importantes la determinación de los precios de compra y venta de energía.

Las finanzas de las distribuidoras se encuentran de algún modo sujetas de forma inherente al riesgo regulatorio, siendo otro de los elementos importantes la actual condición del impago por parte del Gobierno Central en cuanto al tema de subsidio; creando esta situación un incremento de la cartera de morosidad de los clientes y el incremento de pérdidas no técnicas.

Se ha confirmado por medio del estudio, que las variables macroeconómicas que afectan los flujos de efectivo de las distribuidoras se derivan principalmente de las variaciones de los precios del petróleo, las condiciones climáticas, condiciones de riesgo país.

INTRODUCCIÓN

El sector energético desempeña un papel clave en nuestro país, siendo tradicional la participación de los gobiernos en el sector, con un mayor o menor grado de intervención. Desde finales del siglo XX la liberalización de las actividades en el sector se ha visto favorecida en numerosos países de todo el mundo, observando el caso de nuestro país con la privatización de todos los operados excepto la generadora hidroeléctrica del Rio Lempa. No obstante, también hay países que han rechazado liberalizar su sector energético o, en otros casos, han dado marcha atrás en las reformas liberalizadoras emprendidas en su día. Todos estos cambios de modelo han dado lugar a modificaciones en los marcos regulatorios existentes.

En nuestro país la regulación está en manos de la Superintendencia de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) y del Consejo Nacional de Energía (CNE); quienes son los encargados de emitir normativas y leyes que permitan el desarrollo eficiente del sector eléctrico en beneficio de la economía nacional y de los salvadoreños.

Actualmente el sector eléctrico es altamente regulado por dichas entidades, quienes se encargan de promulgar normativas que rigen actividades como: la determinación de tarifas, autorización de precios por servicios adicionales al suministro de energía, entrega de subsidios por parte del gobierno Central, compras de energía y operatividad de las empresas.

El presente trabajo de investigación se aborda desde la óptica de la existencia del riesgo regulatorio en el sector energético; este riesgo depende de la evolución de los escenarios económico, político y social especialmente, el diseño y la operativa del marco regulatorio. El estudio se realizará por medio de un análisis del riesgo regulatorio en los precios de compra y venta de energía en los flujos de efectivo de las empresas distribuidoras de energía eléctrica de El Salvador, durante los años de 2015 y 2016

Realizando el desarrollo de la investigación a través de cinco capítulos, con el siguiente detalle:

CAPÍTULO I: En este apartado se detallan los antecedentes históricos de la generación y distribución de la energía eléctrica en El Salvador y su evolución posterior a la privatización, se expone el accionar actual y su funcionamiento, se determinan los objetivos de la investigación, el planteamiento del problema así como también sus alcances y sus limitaciones.

CAPÍTULO II: Este apartado contiene la composición del sector eléctrico actual, sus normativas regulatorias, se desglosa de manera resumida el marco legal del sector eléctrico nacional, además se abordan conceptos teóricos relacionados al riesgo y se destacan las variables macroeconómicas incidentes en los precios de compra y venta de energía.

CAPÍTULO III: Este capítulo se presenta la investigación de campo la cual está dirigido a las distribuidoras de energía eléctrica en el país, se presenta la metodología utilizada para la realización del proceso de investigación, el instrumento que se utilizó fue la entrevista a personal dirigida a la parte financiera y al personal técnico que realiza las compras de energía eléctrica.

CAPÍTULO IV: En este apartado vemos el análisis de los flujos de efectivo y el efecto directo que crean las variables que afectan los precios de compra y venta de energía, aplicando el estudio a la empresa CAESS.

CAPÍTULO V: En esta sección se establecen las conclusiones y recomendaciones derivadas del análisis de las variables económicas que están involucradas en la regulación en los precios de compra y venta de energía, así como su afectación en los flujos de efectivo de las distribuidoras de energía eléctrica de El Salvador.

CAPÍTULO I
GENERALIDADES DE LA INVESTIGACIÓN.

CAPITULO I. GENERALIDADES DE LA INVESTIGACIÓN

Introducción.

La industria de la distribución de energía eléctrica en El Salvador es una de las que poseen mayor regulación, siendo monitoreadas por instituciones que velan por el cumplimiento de las normativas.

El presente trabajo de investigación se aborda desde la óptica de la existencia del riesgo regulatorio en el sector energético, específicamente para la actividad relacionada con los precios de compra y venta de energía, evidenciando el riesgo inherente en la metodología establecida por SIGET para la determinación de tarifas de venta al usuario final y la proyección de demanda de energía en base a pronósticos de ventas.

El estudio se realizará por medio de un análisis del riesgo regulatorio en la determinación de los precios de compra y venta de energía con la finalidad de mostrar el efecto de dichos precios en los flujos de fondos de las distribuidoras, específicamente para la empresa CAESS como empresa referente debido a que posee la mayor parte de clientes y zona de electrificación del país.

La finalidad de este planteamiento es determinar el efecto que esta regulación crea en las variables financieras de dichas empresas, determinando las

conclusiones por medio del análisis de los riesgos regulatorios del sector y su influencia directa en el análisis financiero de variables, como el EBITDA y los FCF (Free cash Flow).

1.1 Planteamiento Del Problema.

El mercado salvadoreño cuenta con un marco normativo que permite a todos los participantes operar libremente las actividades de generación, transmisión y distribución siempre y cuando el actuar de cada uno esté dentro del marco regulatorio que determina el ente a cargo de la estructura legal.

Las distribuidoras son las entidades poseedoras y operadoras de instalaciones, cuya finalidad es la entrega de energía eléctrica en redes de baja y media tensión. Debido a sus características, las empresas de distribución operan en condiciones reguladas de tarifas y normativa de calidad comercial, técnica y de servicio relacionado con el sector, permitiendo la competencia en la distribución en el país. El planteamiento de la problemática nace del sector de empresas dedicadas a la actividad de distribución en El Salvador, Según boletín estadístico SIGET (Año 2015) la cual es realizada por Grupo AES El Salvador, conformado por las empresas CAESS, S.A. de C.V., AES-CLESA S. en C. de C.V.; EEO, S.A. de C.V. y DEUSEM, S.A. de C.V; DELSUR, S.A. de C.V., EDESAL, ABRUZZO y B&D Servicios Técnicos.

Existe diversidad de temas enmarcados en la normativa vigente aplicable al riesgo regulatorio implícito en los precios de compra y venta de energía, así como el efecto que los mismos crean en los flujos de efectivo para las distribuidoras de energía eléctrica.

El Salvador posee un sector eléctrico altamente regulado, mediante el cual instituciones como SIGET, CNE, entre otros; determinan lineamientos operativos y de funcionamiento de las empresas generadoras, distribuidoras y comercializadoras de energía eléctrica.

La regulación del sector energético que corresponde a la legislación, control de las instituciones rectoras, busca implementar medidas, organizar, garantizar y mejorar el funcionamiento del mercado; pero en algunas situaciones ante la volatilidad e incertidumbre de los mercados globales y de variables altamente relacionadas con los precios de compra y venta debido a la actual matriz energética del país.

Dicha composición tiene una alta relación con la volatilidad de los precios del petróleo creando condiciones de riesgo que causan efectos financieros directos en los flujos de efectivo de este tipo de empresas.

Estudio para la autorización de precios máximos en la tarifa de cargo por energía.

Según la Ley General de Electricidad y su Reglamento, las distribuidoras deberán presentar trimestralmente su informe de tarifas para el cargo por energía con el fin de que sean aprobadas por SIGET, las cuales deberán ser publicadas cada trimestre y representarán los costos relacionados con las compras de energía del trimestre inmediato anterior.

Bajo el informe que presente la Unidad de Transacciones las distribuidoras elaborarán su informe trimestral en donde realicen la preparación de las tarifas en base a la normativa aplicable para ello; la Ley establece que las distribuidoras tendrán dichos precios máximos vigentes por un periodo trimestral; es decir no podrán aplicar montos mayores a los aprobados.

En cuanto al manejo de las variables de riesgo las distribuidoras están sujetas a las siguientes en esta actividad:

1. Realizar compras en el mercado mayorista bajo contratos a largo plazo con precios más altos a los precios de oportunidad en el mercado Spot.

2. Contar con variaciones importantes en sus proyecciones de compra y demanda máxima de potencia, que causen costos adicionales que afecten sus tarifas.
3. Anclar su porcentaje de compra de energía a modelos de compra bajo contratos financieros que causen costos adicionales a compras de oportunidad.

Compras de Energía: El Salvador posee un mercado de compras de energía que se basa en El Reglamento de Operación Basado en Costos de Producción (ROBCP), el cual está compuesto por dos grandes áreas de negocios: El Mercado de Contratos y El Mercado Regulador del Sistema (Oportunidad o Spot).

El ROBCP establece el despacho de generación basado en los costos variables de producción de cada generador. Para ello es necesario que el operador del mercado conozca el costo de cada generador como resultado de una auditoría de costos obligatoria, la liquidación del mercado corresponde según el costo marginal.

Mercado de Contratos: Contratos a Largo Plazo trasladable a tarifas y Contratos Bilaterales.

Mercado Regulador del Sistema. (MRS o Spot): El MRS basado en costos de producción, surge al mismo tiempo que el mercado de contratos, pero con

características distintas ya que permite comercializar la energía a precios variables, los que dependen de factores propios del sector como: demanda nacional, tasas de indisponibilidad, potencias máximas de cada central, entre otros.

El establecimiento de este tipo de metodología para las compras de energía buscaba estabilizar los precios de la energía para el usuario final, así como garantizar el suministro de energía a la demanda.

Bajo el modelo de compras de energía vigente se estabilizó el precio de la energía eléctrica en el país, debido a que la vigencia de este modelo fue en los años que el precio del petróleo creció a precios exorbitantes, debido a que el país posee una matriz energética dependiente en gran medida de la producción de energía a base térmica.

Según el informe estadístico de CEPAL (2015) para los países miembros del SICA; El Salvador posee una matriz energética con las siguientes proporciones:

Producción a base hidroeléctrica	24.7%
Producción a base geotérmica	25.2%
Producción a base Co-generación	6.1%
Producción a base de bunker o Diesel (Térmica)	43.3%

Lo cual causo en los años del 2013 al 2014 un encarecimiento de los precios de la energía en el mercado spot, incidiendo en los precios para los cargos de energía de los periodos afectados; según la normativa vigente las empresas distribuidoras pueden contratar mediante los CLP (Contrato a largo plazo) cerca del 70% de su potencia máxima, dejando un 30% libre para compra en el MRS (Mercado regulador del sistema).

Efecto contrario ha causado este método de compra, en los años 2015 en adelante; en donde los precios del petróleo han bajado según índices internacionales, causando precios bajos para la producción de energía térmica, siendo favorables para las distribuidoras en el mercado MRS, enfrentándose en este caso a desventajas considerables, ya que cerca de su 70% de demanda máxima está atada a contratos de compra de energía cuya vigencia se encuentra entre 5 a 20 años (Según los parámetros de negociación bilateral y regulado por normativa).

Para tal efecto se ha realizado un análisis de los flujos de efectivo de la empresa CAESS con el objetivo de evidenciar el riesgo regulatorio en este sector y se ha recolectado información de todas las empresas distribuidoras en temas relacionados al riesgo regulatorio en la actividad de precios de compra y venta de energía.

1.2 Preguntas De Investigación.

Para analizar el riesgo regulatorio en los precios de compra y venta del sector de la distribución de energía eléctrica en El Salvador y su efecto en los flujos de efectivo surgieron las siguientes preguntas de investigación:

1.2.1 Pregunta Central.

¿Existen efectos financieros directos entre los precios de compra y venta de energía en los flujos de efectivo de las distribuidoras de energía eléctrica?

1.2.2 Preguntas Específicas.

1. ¿Cuáles son las variables macroeconómicas que inciden en la determinación de los precios de compra y venta de energía?
2. ¿Cuál es el efecto del descalce financiero que existe entre las compras y ventas de energía en el sector de distribución eléctrica?
3. ¿Qué mecanismos son aplicados para la gestión del riesgo regulatorio en el campo de la compra y venta de energía?

1.3 Objetivos De Investigación.

1.3.1 Objetivo General.

Analizar el riesgo regulatorio en los precios de compra y venta de energía y su efecto en los flujos de efectivo de las distribuidoras de energía eléctrica de El Salvador durante los años 2015 y 2016.

1.3.2 Objetivos Específicos

1. Identificar las variables regulatorias más importantes que inciden en la determinación de los precios de compra y venta de energía.
2. Evaluar los efectos del descalce financiero que existe entre las compras y ventas de energía de acuerdo con la regulación del sector de distribución eléctrica.
3. Investigar los mecanismos de gestión aplicados al riesgo regulatorio en la actividad de compra y venta de energía por las distribuidoras.

1.4 Justificación.

La industria de la distribución de energía eléctrica es una de las más importantes en El Salvador, tanto para el sector empresarial, estatal y la población en general.

El crecimiento de usuarios dentro de este sector ha sido tal que se han implementado mecanismos de regulación de la industria; en el año 1996 nace el organismo autónomo de regulación La Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) el cual tiene como objetivo que las empresas de distribución eléctrica hagan cumplir cada una de las normas establecidas.

El cargo por energía se consolida como un costo "*Pass Through*"; mediante el cual las empresas distribuidoras recuperan los costos totales erogados durante el trimestre inmediato anterior mediante la figura de tarifas PETT (Precios de la Energía a Trasladar a Tarifas); las cuales son aprobadas por SIGET y se mantienen vigentes durante tres meses.

Actualmente el cargo por energía se considera como el más grande de los cargos incluidos en la factura del usuario final, debido a que abarca alrededor de un 80% del total a pagar por el consumidor, este cargo no representa ninguna ganancia para el distribuidor, pero implica un financiamiento temporal de costos que se proyectan recuperar mediante ventas a futuro.

Por todo lo antes expuesto, la importancia de esta investigación radica en la creación del análisis financiero de los efectos del riesgo regulatorio en los flujos de efectivo de las distribuidoras en la actividad propiamente de precios de compra y venta de energía.

1.5 Alcances De La Investigación.

La investigación se realizó dentro del marco legal aplicable a la actividad de compra y venta de energía (ROBCP y normativa de determinación de precios), se analizaron diversas fuentes de investigación estadística elaboradas por SIGET, Unidad de transacciones y CNE; a fin de conocer la estructura de ventas, compras y precios autorizados para cada distribuidora.

En el desarrollo de la investigación se evaluaron las tarifas para el cargo por energía que estuvieron vigentes durante los años 2015 y 2016; para que el efecto fuera observable con mayor efectividad se consideró incluir las tarifas aprobadas para el año 2017.

Con la información obtenida se analizó el efecto del descalce financiero de las tarifas históricas de los años 2015 a 2016 para las empresas CAESS.

A efecto de recabar información acerca de puntos de vista de las distribuidoras se elaboraron dos tipos de cuestionarios que fueron aplicados a todas las empresas dedicadas al sector de distribución eléctrica del país.

Para el análisis de flujos se retomó la información histórica de CAESS y se proyectaron datos a fin de analizar los flujos y recabar información para el desarrollo de los objetivos de la presente investigación.

1.6 Limitantes De La Investigación.

Tomando en cuenta que el servicio de energía eléctrica es un servicio público y que su regulación nace del gobierno central, se considera como limitante el acceso directo a la información que poseen las instituciones públicas relacionadas con el sector.

Para la presente investigación se tuvieron las siguientes limitantes:

1. Información oficial de SIGET mediante el boletín anual estadístico; última actualización hasta el año 2015.
2. Inaccesibilidad a precios de compra de energía bajo contratos de largo plazo de las empresas distribuidoras.
3. Subjetividad del personal de las empresas distribuidoras en las respuestas de los cuestionarios de investigación.
4. Acceso a los estados financieros e información financiera de las empresas distribuidoras, excepto E/F de la empresa CAESS (Descarga directa en la página de la Bolsa de Valores de El Salvador).
5. Documentación estadística actual no se encuentra disponible al público por el ente regulador del Sector Eléctrico, respecto a los años 2016 y 2017.

CAPÍTULO II

MARCO TEORICO

CAPITULO II.- MARCO TEORICO

Introducción

En este capítulo se destacan los antecedentes y la evolución que ha tenido el sector eléctrico antes y después de la privatización, así como la composición actual del Mercado Mayorista y Minorista.

La industria del Sector Eléctrico es una de las áreas que se afecta por la estricta regulación de procedimientos internos y procesos de atención comerciales. En este capítulo se observará un resumen de las normativas aplicables al sector y se describirá la estructura de este, así como las diferentes variables de riesgo involucradas.

En especial atención al riesgo regulatorio de los precios de compra y venta de energía relacionando dicho riesgo a los flujos de fondo de las distribuidoras de energía eléctrica.

Se desglosa el efecto de las cuentas por cobrar determinadas por la normativa en cuanto a su tratamiento, actividades de la gestión de cobranza y determina la clasificación de los riesgos regulatorios a los que se enfrentan las distribuidoras eléctricas en El Salvador, además de determinar las variables macroeconómicas más incidentes en los precios de energía eléctrica.

Se determinan algunos beneficios económicos del sector eléctrico en relación con los incentivos a las inversiones.

2.1 Antecedentes del Sector Eléctrico Salvadoreño.

2.1.1 Origen del Sector Eléctrico antes de la Privatización.

En 1890 nace la historia de la electrificación en El Salvador con el surgimiento de la compañía CAESS, la cual fue un referente del sector eléctrico nacional en aquellos años, contribuyendo a la economía del país mediante la generación de empleo y pago de tributos al estado. Desde hace 120 años, CAESS inició como parte de la historia consolidándose como la primera empresa distribuidora del sector eléctrico salvadoreño, en sus inicios trabajando con tan solo una planta de generación ubicada en Aguas Calientes, Soyapango.

En 1935 se promulgó la ley de Servicios Eléctricos, la cual regulaba los servicios de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, mientras que en el año 1945 se crea la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL), que tomó bajo su cargo la producción de la energía hidroeléctrica en todo el país. A partir de ese momento, CAESS se dedicó solo al ramo de la distribución de energía eléctrica.

En 1935 y 1936 se otorgaron concesiones formales por periodos de 50 años a cuatro empresas que comprendían el sistema de distribución existente: Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador (CAESS), Compañía de Luz Eléctrica de Santa Ana (CLESA), Compañía de luz Eléctrica de Sonsonate (CLES) y Compañía de luz Eléctrica de Ahuachapán (CLEA). Una quinta concesión fue otorgada

también a la Empresa generadora Compañía Eléctrica Cucumacayán, S. A. (CECSA).

En 1986 venció la concesión que el gobierno había asignado a las empresas privadas canadienses distribuidoras de energía eléctrica, asignándose a CEL la administración de las empresas CAESS, CLESA, CLES y CLEA, empresas distribuidoras que funcionaban a nivel nacional a excepción de la Distribuidora Eléctrica de Usulután Sociedad de Economía Mixta (DEUSEM).

Con la llegada de Alfredo Cristiani al poder en 1989, en un ambiente de rehabilitación social y económica por un periodo post-guerra; la necesidad de desarrollo del país era evidente, sumado a ello un panorama mundial dirigido a la neo liberalización causó la necesidad de iniciar estudios para evaluar la capacidad del gobierno para desarrollar el sector eléctrico salvadoreño.

En 1989 se inicia el proceso de privatización y desregulación de la economía de la mano de los organismos internacionales como el Banco Mundial (BM), Fondo Monetario Internacional (FMI), y Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Dichas instituciones fueron quienes promovieron un Programa de Estabilización Económica y Ajuste Estructural que perseguía el equilibrio macroeconómico y la reestructuración de la economía a través del fomento de la inversión del sector privado y de las exportaciones.

En este sentido, durante la primera mitad de la década de los noventa, uno de los préstamos de inversión sectorial del Banco Mundial (BM) y del BID estuvo dirigido hacia las reformas de tercera generación en las que se circunscriben los servicios públicos y el sector de la energía. En el caso de las reformas energéticas estaban condicionadas a un préstamo del BID de 838 millones de dólares.

Siendo propietaria de las acciones, CEL contrató con UNION FENOSA de España, en Julio de 1992 un proyecto de estudio para la realización de la investigación para la privatización del sector energía, que tenía por objeto analizar alternativas y proponer procedimientos que facilitaran la participación del Sector Privado en la Distribución de la Energía Eléctrica en El Salvador, este marcó el inicio del proceso de privatización de las distribuidoras.

2.1.2 Sector Eléctrico Posterior a la Privatización.

El primer paso del proceso de cambio consistió en crear las condiciones jurídicas e institucionales para aprobar en 1996 la Ley General de Electricidad (LGE) y la Ley de Creación de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) como ente controlador, con funciones de regulación y supervisión en el sector (aprobación de los pliegos tarifarios).

El siguiente paso para la reestructuración del sector eléctrico fue la venta propiamente de las generadoras térmicas a base de derivados de petróleo y de las

empresas distribuidoras de energía eléctrica que hasta entonces se encontraban bajo el poder del Estado, a través de la Compañía Eléctrica del Río Lempa (CEL).

Como producto del plan Integral de Gestión del Servicio de Distribución, aprobado por el Presidente de la República, se inició la reestructuración del sector distribución, el cual ahora se encuentra de la siguiente forma: CAESS, que se subdividió en tres compañías: CAESS que atiende a la región centro norte, la Distribuidora de Electricidad Del Sur (DELSUR), que atiende a la región centro-sur y la Empresa Eléctrica de Oriente (EEO) a la región oriental, la Compañía de luz Eléctrica de Santa Ana (CLESA), absorbió a CLES y CLEA.

Estas nuevas compañías absorbieron las diferentes zonas de electrificación rural de CEL, que se encontraban dentro de su área de distribución, e iniciaron operaciones bajo la estructura corporativa de empresa privada.

De acuerdo con el nuevo lineamiento legal del sector eléctrico se estableció una estructura tarifaria que incluía el precio propiamente dicho de la energía eléctrica, los costos de atención al cliente y los cargos por el uso de la red de las empresas distribuidoras. En tanto las empresas propietarias de la red eléctrica se considerarían responsables de asegurar la eficiencia y calidad necesaria para prestar el servicio en las áreas geográficas donde están operando siendo responsables del mantenimiento de la red y de la calidad del suministro eléctrica a

los usuarios finales. Junto con el desarrollo de los mecanismos legales se produjeron otra serie de hechos que consolidan el proceso de liberalización del subsector eléctrico salvadoreño:

1. En el año, 1995 entra en operación Nejapa Power, siendo la primera empresa generadora privada y representando el primer paso para que empresas de capital internacional invirtieran en el país.
2. En el año 1997, inicia operaciones el ente Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) y a finales de ese mismo año, empresas de España, Venezuela, Canadá, EEUU y otros países llegan a El Salvador para conocer más sobre el proceso de privatización y participar en la subasta pública de las compañías distribuidoras, subasta que se hace efectiva en el año 1998.
3. Durante el año 1998 se creó la unidad de transacciones (UT) entidad responsable de operar y administrar el sistema eléctrico en base el reglamento de operación del sistema de transmisión y del mercado mayorista (ROSTMM).
4. Para el año 1999, se creó la Empresa Transmisora Salvadoreña (ETESAL); las generadoras térmicas como la generadora de Acajutla, la generadora salvadoreña y Nejapa Power, se vendieron a transnacionales estadounidenses, y la Geotérmica Salvadoreña (GESAL), que permaneció

en manos del estado para posteriormente establecer un socio público privado con Enel Green Group.

5. Entre los años 1999 y 2010, se realizaron reformas a la Ley General de Electricidad (LGE), con el propósito de fortalecer el Mercado Eléctrico.
6. Con el Decreto Ejecutivo No.88 del 2 de Julio de 2010, se reformó el reglamento de la ley general de electricidad (RLGE), disponiendo la obligación por parte de las empresas distribuidoras para suscribir contratos de largo plazo mediante procesos de libre competencia (Mínimo de un 80% de la demanda de potencia máxima y su energía asociada)
7. Entre el año 2003 y 2008 se realizaron varias reformas a la Ley General de Electricidad y a su reglamento, además de la aprobación de la ley de Creación del Consejo Nacional de Energía (CNE), como ente rector en materia de política energética, así mismo la Ley de Incentivos Fiscales para la generación de energía eléctrica a base de recursos renovables.
8. En el año 2009 se aprueba el Reglamento de Operación del Mercado Mayorista basado en costos de producción, (ROBCP) el cual entró en vigencia en agosto de 2011, estableciendo un nuevo esquema de operación del Mercado Mayorista.
9. El enfoque del Reglamento de Operación del Mercado Mayorista basado en costos de producción, (ROBCP), estuvo vigente hasta Agosto de 2012; modificando el despacho de las unidades generadoras y determinado que

el precio de transacción de la energía en el Mercado Regulador del Sistema (MRS) será igual al Costo Marginal de Operación del sistema.

10.El Consejo Nacional de Energía (CNE) crea el plan indicativo de la expansión de la generación eléctrica de el salvador 2012-2026, el cual contempla la política energética para dar respuesta a la demanda de energía prevista con el crecimiento de país.

11.Durante el 2014, a través del Acuerdo No. 455-E-2014 de fecha 1 de octubre del mismo año, se realizaron importantes modificaciones para la inclusión de los generadores renovables no convencionales por medio del Reglamento de Operación del Mercado Mayorista basado en costos de producción, (ROBCP).

2.1.3 Composición del Sector Eléctrico Actual.

El sector eléctrico del país está compuesto por distintos agentes los cuales conjuntamente integran el Mercado de Energía clasificado como minorista y mayorista.

Hasta el año 2015, en El Salvador se distinguen 36 operadores en el campo de la generación tanto mayorista como minorista, un único operador transmisor, 8 distribuidoras de energía eléctrica y 17 empresas comercializadoras en forma masiva, ya que inscritas existen cerca de 80 operadores en este ramo del sector.

El Salvador y Guatemala realizan dentro de su regulación la independencia para el campo de la distribución y comercialización, los demás países del sector no toman esta distinción en sus mercados.

Según el informe de PROESA sobre el sector eléctrico Nacional, publicado en Enero 2016, hasta ese año el mercado eléctrico salvadoreño está conformado bajo la siguiente estructura:

Empresas Generadoras: Son las que poseen las centrales de producción de energía eléctrica que comercializa su producción en forma total o parcial.

Agente Transmisor: Es la entidad poseedora de instalaciones destinadas al transporte de energía eléctrica en redes de alto voltaje, que comercializa sus servicios. En El Salvador esta es una sola empresa de figura pública-privada.

Comercializador: Entidad que compra la energía eléctrica a otros operadores con el objetivo de revenderla, están sujetos al Reglamento del Mercado Regional de Electricidad entre los países centroamericanos, así como a la normativa nacional.

Distribuidores: Son las poseedoras y operadoras de instalaciones de distribución,

Ente Regulador: Tiene las funciones de aplicar normas y reglamentos que establezcan reglas claras para el buen funcionamiento del mercado.

Usuario Final: Es quien compra la energía eléctrica para uso propio consumo.

Operador del Mercado: Entidad que ejecuta las acciones necesarias y realiza las conciliaciones económicas que resultan de las transacciones entre agentes.

Generadores del Sector Eléctrico Nacional

1. AES NEJAPA: AES Nejapa Gas
2. Borealis: Energía Borealis
3. CASSA: Compañía Azucarera Salvadoreña, S.A. de C.V.
4. CECSA: Compañía Eléctrica Cucumacayán, S.A.
5. CEL: Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa.
6. HOLCIM: Holcim El Salvador.
7. CHAPARRASTIQUE: Ingenio Chaparrastique.
8. DUKE: DUKE Energy International, El Salvador.
9. De Matheu: Hidroeléctrica Sociedad De Matheu y Cía. de C.V.
10. El Ángel: Ingenio El Ángel, S.A. de C.V. (Cogenerador)
11. EGI HOLDCO: EGI HOLDCO El Salvador; S.A. de C.V.
12. GECSA: Generadora Eléctrica Central
13. HILCASA: Hilcasa Energy
14. INE: Inversiones Energéticas, S.A. de C.V.
15. La Cabaña: Ingenio La Cabaña, S.A. de C.V. (Cogenerador)
16. LaGeo: LaGeo, S.A. de C.V.
17. Nejapa: Nejapa Power Company, LLC.
18. Papaloate: Central Hidroeléctrica Papaloate.
19. Sensunapán: Sociedad Hidroeléctrica Sensunapán, S.A. de C.V.
20. Termopuerto: Termopuerto Ltda de C.V.
21. Textufil: Textufil, S.A. de C.V. (Cogenerador)

Comercializadores del Sector Eléctrico Nacional

1. ABRUZZO COM: ABRUZZO Comercializadora.
2. CASSA COM: Compañía Azucarera Salvadoreña, comercializadora.
3. CEL COM: Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa, comercializadora.
4. CENÉRGICA: Compañía de Energía de Centroamérica, S.A. de C.V.
5. CECAM: Cutuco Energy Central América, S.A. de C.V.
6. CENER: Comercializador de Energía Regional, S.A. de C.V.
7. DUKE: DUKE Energy International, El Salvador.
8. EDESAL-COM: Empresa Distribuidora Eléctrica Salvadoreña, S.A. de C.V. Comercializadora.
9. EXCELERGY: Excelergy S.A. de C.V.
10. HASGAR: Grupo Hasgar, S.A. de C.V.
11. INE COM: Inversiones Energéticas Comercializadora.
12. LaGeo COM: LaGeo S.A. de C.V. Comercializadora.
13. Lynx: Lynx S.A. de C.V.
14. Mercados Eléctricos: Mercados Eléctricos, S.A. de C.V.
15. ORIGEM: ORIGEM, S.A. de C.V.
16. POLIWATT: Poliwatt Ltda, Sucursal El Salvador.

Distribuidoras de energía eléctrica del sector eléctrico nacional

1. ABRUZZO: Grupo ABRUZZO
2. AES-CLESA: Compañía de Luz Eléctrica de Santa Ana y Cía. S en C. de C.V.
3. CAESS: Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador, S.A. de C.V.
4. DELSUR: Distribuidora de Electricidad del Sur, S.A. de C.V.
5. DEUSEM: Distribuidora Eléctrica de Usulután, Sociedad de Economía Mixta.
6. EEO: Empresa Eléctrica de Oriente, S.A. de C.V.
7. EDESAL: Empresa Distribuidora Eléctrica Salvadoreña, S.A. de C.V.
8. B&D: B&D Servicios Técnicos.

Grandes clientes conectados a la red de 115KV.

1. AMERICAN PARK: American Industrial Park.
2. ANDA: Administración Nacional de Acueductos y Alcantarillados
3. INVINTER: Inversiones Intercontinentales, S.A. de C.V.
(Antes SICEPASA)
4. CONSORCIO INT: Consorcio Internacional
5. HANESBRANDS: Hanes brands

Entidades Regulatorias del Sector Eléctrico nacional

Ente Regulador del Sistema:

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES (SIGET)
CONSEJO NACIONAL DE ENERGIA (CNE).¹

Operador del Sistema de Transmisión:

UNIDAD DE TRANSACCIONES

Empresa Transmisora:

ETESAL, S.A. DE C.V.

¹ (SIGET, Diciembre 2015)

2.2 Normas Regulatorias del Sector Eléctrico.

2.2.1 Marco Legal del Sector Eléctrico Nacional.

El Salvador posee un sector eléctrico altamente regulado, mediante el cual instituciones como SIGET, CNE, entre otros; determinan lineamientos operativos y de funcionamiento de las empresas generadoras, distribuidoras y comercializadoras de energía eléctrica.

La regulación del sector energético que corresponde a la legislación, control de las instituciones rectoras, busca implementar medidas, organizar, garantizar y mejorar el funcionamiento del mercado; pero en algunas situaciones ante la volatilidad e incertidumbre de los mercados globales, la regulación puede causar detrimento en las utilidades de las empresas relacionadas al sector, específicamente en el caso de las distribuidoras de energía eléctrica.

La regulación del sector eléctrico puede ser de distinto tipo y alcance, siendo una de las distinciones que existen, la establecida por la Agencia internacional de la energía (International Energy Agency, IEA), estableciendo así diferentes tipos de regulación, entre las cuales están: regulación económica, regulación social, regulación administrativa, regulación técnica.

Bajo el concepto de regulación económica se encuentran las normativas que establece el estado mediante las que se determinan variables para el

establecimiento de precios, establecimiento de formas de abastecimiento o compras, calidad de servicio e inversión, entre otras.

Mientras que bajo el concepto de regulación social se encuentra medidas de protección al medio ambiente, subvenciones y contribuciones sociales; la regulación administrativa y técnica se relaciona con el modo de operar de las empresas, ya sean aspectos operativos administrativos o del servicio con calidad propiamente.

Normativas del Sector Eléctrico Nacional.

<ul style="list-style-type: none"> ○ Ley General de Electricidad. ○ Reglamento de la Ley General de Electricidad. ○ Ley del Fondo de Inversión Nacional en Electricidad y Telefonía. ○ Reglamento de la Ley del Fondo de Inversión Nacional en Electricidad y Telefonía. ○ Ley de incentivos fiscales para el fomento de las energías renovables en la generación de electricidad. ○ Reglamento de la Ley de incentivos fiscales para el fomento de las energías renovables en la generación de electricidad. ○ Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción. 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Normas Técnicas para la compensación de daños económicos o a equipos, artefactos o instalaciones. ○ Norma Técnica de conexiones y reconexiones eléctricas en redes de distribución de baja y media tensión ○ Estándares para la construcción de líneas aéreas de distribución de energía eléctrica. ○ Tratado marco del mercado eléctrico regional. ○ Ley de Competencia. ○ Reglamento de la Ley de competencia ○ Reglamento aplicable a las Actividades de Comercialización de Energía Eléctrica. ○ Normas Técnicas de Diseño, ○ Seguridad y Operación de las
---	--

<ul style="list-style-type: none"> ○ Normas sobre contratos de largo plazo mediante procesos de la libre concurrencia. ○ Normas sobre procesos de libre concurrencia para contratos de largo plazo respaldados con generación distribuida renovable. ○ Reglamento aplicable a las actividades de comercialización. ○ Normativa Técnica para caracterizar los proyectos que aprovechan las fuentes renovables en la Generación de Energía Eléctrica. ○ Norma de calidad del servicio de los sistemas de distribución. 	<p>Instalaciones de Distribución Eléctrica.</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Estándares para la Construcción de Líneas Aéreas de Distribución de Energía Eléctrica. ○ Manual de Especificaciones Técnicas de los Materiales y Equipos Utilizados para la Construcción de Líneas Aéreas de Distribución de Energía Eléctrica. ○ Normas de Calidad de Servicio de los Sistemas de Distribución. ○ Standard IEEE 315-1975 "Graphic Symbols for Electrical and Electronics Diagrams"
---	--

2.2.2 Normativa de la Actividad de Compra y Venta de Energía.

Ley General de Electricidad.

"Art. 1.- La presente Ley norma las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica. Sus disposiciones son aplicables a todas las entidades que desarrollen las actividades mencionadas, sean estas de naturaleza pública, mixta o privada, independientemente de su grado de autonomía y régimen de constitución"

"Art. 51.- El mercado mayorista estará compuesto, al menos, por el Mercado de Contratos y el Mercado Regulador del Sistema. La UT operará el Mercado

Regulador del Sistema y usará el Mercado de Contratos para su despacho programado."

"Art. 56.- El MRS funcionará en base a ofertas y precios correspondientes a incrementos o decrementos de las cantidades de energía eléctrica establecidas en el despacho programado. La UT determinará el período de mercado y el procedimiento mediante el cual los participantes le comunicarán sus ofertas."

"Art. 54.- El despacho programado para cada período se basará inicialmente en las transacciones de compraventa de energía eléctrica acordadas entre los particulares en la operación del Mercado de Contratos.

Cada uno de los participantes en éstas, deberá manifestar con anticipación su conformidad con dichas transacciones, de acuerdo con el procedimiento establecido por la UT los operadores estarán obligados a informar mensualmente a la UT y a la SIGET, de los precios y demás condiciones financieras y técnicas pactadas en las transacciones realizadas en el mercado de contratos."

"Art. 55.- La UT operará un Mercado Regulador del Sistema, en adelante el MRS, para mantener en todo momento el balance entre la oferta y demanda de energía eléctrica."

"Art. 86-A.- De acuerdo con lo establecido en el Art. 79, letra a) de la Ley General de Electricidad, las distribuidoras estarán obligadas a suscribir contratos de largo

plazo a través de procesos de libre competencia, por no menos del ochenta por ciento de la demanda de potencia máxima y su energía asociada."

"Art. 78.- Los operadores de redes de distribución que actúen como comercializadores en el área geográfica donde se ubican sus redes, deberán presentar anualmente a la SIGET para su aprobación, un pliego tarifario que contenga los precios y condiciones de suministro de energía eléctrica, de acuerdo con el nivel de voltaje, estacionalidad y distribución horaria del uso de ésta."

"Art. 79.- los precios incluidos en los pliegos tarifarios a que se refiere el artículo anterior, deberán basarse en:

- a) Los precios de energía y capacidad contenida en contratos de largo plazo aprobados por la SIGET, de acuerdo con la metodología que se definirá en forma reglamentaria. Estos contratos serán públicos y se adjudicarán mediante proceso de libre competencia que cumpla con los parámetros y procedimientos establecidos por la SIGET. Las distribuidoras tendrán la obligación de suscribir contratos de largo plazo, tomando en cuenta los porcentajes mínimos de contratación establecidos en forma reglamentaria;
- b) El precio promedio de la energía en el MRS en el nodo respectivo, de conformidad con el período establecido en el reglamento de la presente ley."²

² (Ley General de Electricidad, 2012)

Reglamento de la Ley General de Electricidad.

"Art. 65.- Los métodos para la fijación de los cargos que cobrará la UT, por la operación del sistema de transmisión y del mercado mayorista, serán establecidos por la SIGET, por medio de Acuerdo."

"Art. 67-E.- En orden a dar cumplimiento a lo establecido en el Art. 67B, las unidades generadoras serán despachadas conforme a sus respectivos costos variables de operación.

En el caso de las unidades termoeléctricas y geotérmicas, estos costos se determinarán en función de los costos de combustible, según corresponda, así como de otros costos operacionales que varíen con la cantidad de energía producida.

Para el caso de las centrales hidroeléctricas con embalse, se entenderán como costos variables de operación a efectos del despacho, a aquéllos determinados por el valor de reemplazo o valor de oportunidad futuro del agua, determinados por la UT.

Para el caso de las centrales hidroeléctricas sin embalse, éstas serán despachadas conforme a la disponibilidad de energía con el objeto de minimizar el costo de operación del sistema.

Las centrales de generación de fuente renovable de energía no convencional, tales como biomasa, eólica, solar y otras, tienen prioridad de despacho, para cuyos efectos se les considerará con costo variable de operación igual a cero,

salvo las excepciones que para su efecto se establezcan en el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción.

Las importaciones se tratarán, a efectos del despacho, como unidades termoeléctricas, con un costo variable de operación conforme se establezca en el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción."

"Art. 67-I.- El precio de transacción de la energía en el Mercado Regulator del Sistema se establecerá igual al costo marginal de operación del sistema en el intervalo de mercado respectivo, más los cargos de transmisión, operación del sistema, servicios auxiliares y todo cargo establecido por la Ley General de Electricidad; los cuales serán definidos en el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción. Se entiende por costo marginal de operación al costo de abastecer un Kilowatt-hora adicional de demanda en ese intervalo.

El Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción, establecerá los criterios y procedimientos a aplicar en los casos en que un intervalo de mercado deba determinarse más de un costo marginal debido a la existencia de congestión en el sistema de transmisión."

Términos y Condiciones del Pliego Tarifario Vigente.

"Art. 43.- La tarifa a aplicar a los usuarios residenciales está compuesta por tres bloques de consumo:

1. Bloque 1: De 0 a 99 kWh
2. Bloque 2: De 100 a 199 kWh
3. Bloque 3: Mayor a 200 kWh

Para efectos del cálculo del documento de cobro mensual, se entiende que a un usuario residencial se le aplicará los cargos (de energía y de distribución) del bloque 1 por los primeros 99 kWh/mes consumidos, los cargos (de energía y de distribución) del bloque 2 hasta los siguientes 100 kWh/mes consumidos (Consumo de 100 a 199 kWh/mes) y los cargos (de energía y de distribución) del bloque 3 para el consumo restante (consumo igual o superior a los 200 kWh/mes)."³

Reglamento ROBCP.

El Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP) en los artículos 3.2.3 (generador conectado a transmisión) y en el 20.1.2 (generador conectado a distribución), menciona que para participar en el Mercado Mayorista un Participante del

³ (SIGET, 2015-2017)

Mercado generador (PM generador) conectado a la red eléctrica debe ser capaz de inyectar una potencia mínima de 5 MW por nodo.

Es importante mencionar que, para un buen funcionamiento del mercado de costos, debe existir tanto el mercado de contratos como el mercado spot, en general se puede mencionar que el primero (Contratos) crea un efecto estabilizador en el precio de la energía y el segundo (Spot) es de utilidad para saldar las desviaciones de las transacciones en contratos, ambos incentivan la inversión por premiar la eficiencia, lo cual gradualmente colabora a la diversificación de la matriz energética.

En ambos casos el precio de la energía está estructurado de la siguiente forma:

a) Componente del Precio de la Energía (PEN).

1. Representa aproximadamente el 85% del Precio de la Energía Trasladable a Tarifa (PET).
2. La demanda paga la energía que consume hora a hora.
3. Remunera al generador sus costos variables de generación (Costos variables combustibles y no combustibles).

b) Componente de Cargos del Sistema (CSIS)

1. Representa aproximadamente el 7% del PET.
2. La demanda paga servicios auxiliares, pérdidas del sistema, así como el servicio a la UT y SIGET.

c) Componente del Cargo por Capacidad (CPC)

1. Calculado a partir del Precio base de Potencia (PBP).
2. Representa aproximadamente el 8% del PET.
3. La demanda paga la potencia que los generadores pueden aportar en condiciones críticas.
4. Remunera al generador los costos de inversión y costos fijos de operación.

Características de los tipos de mercados para la compra de energía.

Tabla 1: Características e importancia del tipo de Mercado.

Tipo de Mercado	Características	Importancia
Mercado Regulador del Sistema (También conocido como Mercado "Spot")	<ul style="list-style-type: none"> • Aproximadamente solo un 30% de la energía se transa en este mercado. 	<ul style="list-style-type: none"> • Incentiva la inversión dado que premia la eficiencia
	<ul style="list-style-type: none"> • El precio de esta energía lo define la unidad marginal en cada hora. 	<ul style="list-style-type: none"> • En este mercado los generadores pueden comprar energía para abastecer sus contratos, en caso por alguna razón no hayan sido despachados.
	<ul style="list-style-type: none"> • El precio de la energía del mercado spot varía hora a hora. 	<ul style="list-style-type: none"> • Aquellos generadores cuyo despacho es mayor al compromiso en contratos, pueden vender sus excedentes en el mercado spot.
Mercado de Contratos	<ul style="list-style-type: none"> • Aproximadamente un 70% de la energía se transa en este mercado. 	<ul style="list-style-type: none"> • Incentiva la inversión dado que garantiza a los generadores la compra de su energía por un periodo de tiempo.
	<ul style="list-style-type: none"> • El precio de esta energía se define mediante procesos de licitación de libre competencia. 	<ul style="list-style-type: none"> • Es un instrumento que respalda las solicitudes de financiamiento de los generadores.
	<ul style="list-style-type: none"> • Es el ente regulador quien define el precio techo en cada licitación. 	<ul style="list-style-type: none"> • Crea un impacto estabilizador en el precio de la energía.
	<ul style="list-style-type: none"> • Los precios se indexan de forma mensual y/o anual. 	
	<ul style="list-style-type: none"> • El precio de la energía del mercado de contratos varía mensualmente. 	
	<ul style="list-style-type: none"> • Este mercado tiene un efecto estabilizador en el precio de la energía. 	

Fuente: Elaboración propia (2017).

2.2.3 Normativa de Aprobación de Tarifas de Cargo por Energía.

Constitución de la República de El Salvador.

"Art. 110.- No podrá autorizarse ningún monopolio sino a favor del Estado o de los municipios, cuando el interés social lo haga imprescindible. Se podrán establecer estancos a favor del Estado.⁴

A fin de garantizar la libertad empresarial y proteger al consumidor se prohíben las prácticas monopolísticas. Se podrá otorgar privilegios por tiempo limitado a los descubridores e inventores ya los perfeccionadores de los procesos productivos.

El estado podrá tomar a su cargo los servicios públicos cuando los intereses sociales así lo exijan prestándolos directamente por medio de las instituciones oficiales autónomas o de los Municipios. También le corresponde regular y vigilar los servicios públicos prestados por empresas privadas y la aprobación de sus tarifas, excepto las que se establezcan de conformidad con tratados o convenios internacionales; las empresas salvadoreñas de servicios públicos tendrán sus centros de trabajo y bases de operación en El Salvador."

⁴ (Constitución de la Republica de El Salvador, 1983)

Reglamento de la Ley General de Electricidad.

"Art. 76.-En los documentos de cobro por el suministro de energía eléctrica a usuarios finales, deberán diferenciarse los cargos por el uso de la red de distribución, de los cargos por consumo de energía eléctrica.

"Art. 90.- Aprobado el pliego tarifario, los precios, cargos y costos incluidos en el mismo, serán ajustados por los distribuidores que actúen como comercializadores en el área geográfica donde se ubican sus redes, con el objeto de mantener su valor real, utilizando las siguientes fórmulas:

- a) El precio de la energía será ajustado trimestralmente conforme la siguiente fórmula y condiciones de aplicación:

Figura 1: Fórmula de ajuste trimestral de precio de energía.

$$CE = \sum_{i=1}^N \left(\frac{Eret_i - \sum_{j=1}^N Econ_j}{N} \right) \times MRS + \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N \left(Econ_j \times PEcon_j \right) + \sum_{i=1}^N \left(\frac{Cret_i - \sum_{j=1}^N Ccon_j}{N} \right) \times CC + \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N \left(Ccon_j \times PCcon_j + \sum_{k=1}^N \sum_{l=1}^N \left(Econ_{renovable_{kl}} \times PEcon_{renovable_{kl}} \right) \right)$$

Donde:

PEt: Precio de la energía trimestral.

Eret: Energía total retirada por el distribuidor en la hora "i" del trimestre calendario inmediatamente anterior al mesen que se efectúa el ajuste.

Econij: Energía comprometida en contrato "j", correspondiente a la hora "i" del trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste.

MRSi: Precio MRS en la hora "i" del trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste.

PEcon j: Precio de la energía del contrato "j", vigente en cada mes del trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste, incluidos los cargos por uso del sistema de transmisión, operación del sistema, servicios auxiliares y otros similares que corresponda trasladar a los usuarios conforme la normativa en vigencia.

Cret: Potencia retirada por el distribuidor en el período de control de la capacidad firme del sistema eléctrico, conforme al balance de potencia firme efectuado por la Unidad de Transacciones en el Mercado Regulador.

Conkj: Capacidad comprometida en el período de control de la capacidad firme del sistema eléctrico en el contrato "j" correspondiente al mes "k" del trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste.

CC k: Cargo de capacidad vigente en el MRS en el mes "k" del trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste.

PCcon kj: Precio de capacidad del contrato "j" correspondiente al mes "k" del trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste.

Nt: Número de horas del trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste.

Nc: Número de contratos en el trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste.⁵

Los contratos referidos en la definición de términos precedente serán aquellos que se suscriban como resultado de un proceso de libre competencia desarrollado conforme a las normas legales y reglamentarias respectivas. “

El precio ajustado de la energía se aplicará trimestralmente y el mismo entrará en vigor el día 12 de los meses de enero, abril, julio y octubre, según corresponde. El ajuste será de aplicación automática.

La UT y las distribuidoras deberán remitir a la SIGET, a efecto que esa Superintendencia verifique la correcta realización del ajuste, toda la información necesaria para los cálculos de los precios ajustados de la energía, a más tardar tres días hábiles antes de la entrada en vigor de los nuevos valores.

⁵ (Reglamento de la Ley General de Electricidad, 2012)

La publicación de las tarifas a los usuarios finales basadas en los nuevos precios ajustados de la energía la realizará cada distribuidora a más tardar el día de entrada en vigor de dichos precios en un medio de prensa de alta circulación nacional.

El procedimiento que utilizará la Unidad de Transacciones para informar los valores trimestrales, así como el procedimiento a seguir por las distribuidoras para informar a la SIGET los antecedentes que respaldan la determinación del ajuste aplicado, será establecido por este organismo."

Términos y Condiciones del Pliego Tarifario Vigente.

Según la autorización de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones, el pliego tarifario del suministro de energía eléctrica al consumidor final durante los años 2015 al 2017, incluye los siguientes artículos:

"Art. 39.- Para todas las categorías tarifarias contenidas en este pliego, la factura del usuario final incluirá los siguientes cargos del servicio eléctrico:

- a) Cargo de Comercialización
- b) Cargo por Energía
- c) Cargo de Distribución

Además, incluirá los siguientes costos y/o recargos:

1. Costos de Tasas Municipales según metodologías de la SIGET.
2. Si correspondiere, un recargo por factor de potencia, según se define en el artículo 50 de estos Términos y Condiciones.
3. Si correspondiere, un recargo por incidencia en la calidad del producto técnico (Niveles de tensión, perturbaciones en la onda de voltaje -flicker y tensiones armónicas-; Incidencia del Usuario en la calidad), de acuerdo con lo regulado en la Modificación a las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución y a la Metodología para el Control de la Calidad del Producto Técnico referente a la Campaña de Perturbaciones, contenida en el Acuerdo No.320-E-2011 o las que las sustituyan.

La factura del usuario final también deberá indicar las compensaciones a pagar por la Distribuidora por incumplimientos a las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución y a la Metodología para el Control de la Calidad del Producto Técnico referente a la Campaña de Perturbaciones.

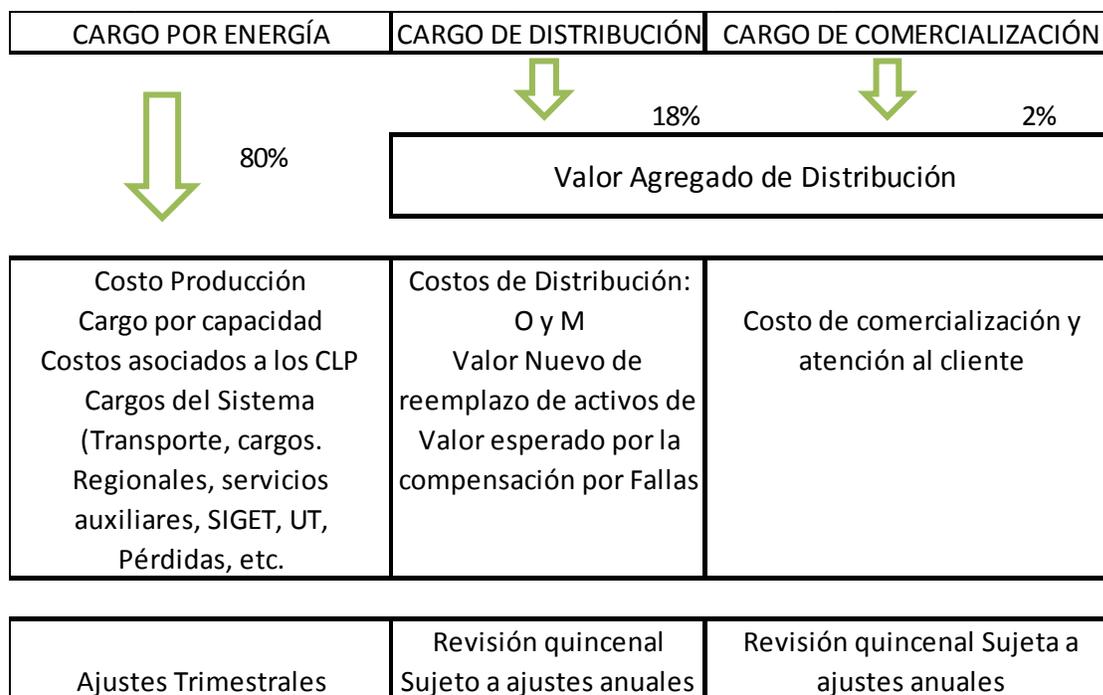
Respecto del registro de cobros de bienes o servicios, la factura del usuario final deberá ser conforme a lo establecido en el marco legal y regulatorio vigente."

2.2.4 Cargos de la Factura de Energía Mensual.

En El Salvador las empresas distribuidoras trasladan 3 cargos a los usuarios finales, en base al requerimiento de la Ley General de Electricidad (LGE), estos

deben presentarse diferenciados en la factura que el usuario paga, siendo los cargos los siguientes:

Figura 2: Cargos tarifarios aplicables al usuario final.



Fuente: Boletín estadístico SIGET 2014

Cargo por Energía: El cargo por energía es el más grande de los 3 y abarca alrededor de un 80% del total a pagar por el consumidor. Este cargo no representa ninguna ganancia para el distribuidor, el 100% de este ingreso es un costo directo de producción que no tienen ningún margen de utilidad, y está determinado por el pliego tarifario vigente.

Cargo por Distribución: El cargo por distribución abarca aproximadamente un 18% de la factura eléctrica y es la ganancia determinada para el distribuidor de acuerdo con el pliego tarifario. Este cargo se determina cada 5 años en base a los costos de operación de los distribuidores, este cargo se utiliza para darle mantenimiento a la red de distribución del servicio eléctrico: cables, postes, cuadrillas de mantenimiento, transformadores, etc.

Cargo por Comercialización: El cargo por comercialización abarca aproximadamente un 2% del total de la factura eléctrica y también es parte de la ganancia del distribuidor o comercializador, este cargo justifica los gastos de facturación, distribución de facturas, servicio al cliente, centros de atención, etc.

2.3 Definición de Riesgo y su Clasificación.

2.3.1 Origen del Riesgo.

Los orígenes de la palabra riesgo se remontan al latín *riscare* que significa, *atreverse*, a través del francés "Risque" e italiano "Risco". El significado original de "Risco" es apuntar con una piedra, del latín *re-tras*, y *sacare* cortar, del sentido del peligro para los marineros que tenían que navegar alrededor de peligrosas piedras afiladas.

Orígenes de las medidas de riesgo, desde un punto de vista histórico hace posible identificar tres períodos de importantes desarrollos en las finanzas modernas:

1. Media-varianza, 1952-1956
2. Modelos en tiempo continuo, 1969-1973
3. Medidas de riesgo, 1997

Antes de los trabajos de Markowitz (1952, 1959), el riesgo financiero era considerado como un factor correctivo del retorno esperado y los retornos ajustados por riesgo eran definidos de una manera ad hoc.

El primer período de importantes desarrollos fue iniciado por Markowitz, que propuso como medidas de riesgo, asociada al retorno de inversiones individuales, el cuadrado de la desviación con respecto a la media de la distribución de los retornos (la varianza), y en el caso de una combinación (portafolio) de activos, la covarianza entre todos los pares de inversiones.

Lo interesante de la propuesta de Markowitz estaba en la forma de medir el riesgo de un portafolio, que describe las características individuales (retornos de los activos) por medio de la media y la varianza de la distribución, así como la dependencia entre activos por medio del coeficiente de correlación lineal entre cada par de retornos aleatorios.

2.3.2 Concepto de Riesgo.

Riesgo se define como, la posibilidad que una unidad económica sufra un cambio ocasionado por la incertidumbre en el comportamiento de variables que afectan de manera negativa a futuro, no solo se limita a ser determinado, sino que se extiende a la medición, evaluación, cuantificación, predicción y control de actividades y comportamiento de factores que afecten el entorno en el cual opera la unidad económica.

El riesgo a su vez se define en términos de probabilidad que una variable se comporte de manera distinta a como inicialmente se había planeado y que esto implique que ocurra una desviación de los rendimientos futuros esperados. Es necesario conocer que el riesgo es parte inevitable en los procesos de toma de decisiones y en general en los procesos de inversión tanto pública, privada o mixtas.

Es evidente que toda actividad empresarial implica riesgos, estos se producen por el hecho de que la empresa lleva a cabo sus actividades en un entorno de incertidumbre, en ausencia de certeza sobre lo que ocurrirá en el futuro.

Dado que el riesgo es inherente a la actividad de las empresas, éstas deben tratar de integrarlo en sus procesos de toma de decisiones financieras.

Por lo tanto, la incertidumbre en el área financiera clasifica en riesgo en dos grandes clasificaciones:

El riesgo sistémico o no diversificable, derivado de las condiciones económicas de cada país y de la misma estabilidad financiera a nivel mundial, en general no se tiene control sobre este riesgo externo, solo se puede tratar de estar preparado para hacerle frente; no se elimina a través de la diversificación y se atribuye a muchas variables como cambios en la tasa de interés, legislación, impuestos, barreras de mercado, crisis entre otras.

El riesgo no sistémico o diversificable, es entendido como la proporción de riesgo que se atribuye a causas aleatorias relacionadas en la empresa, siendo aquí donde la dirección debe mantener una gran atención, ya que será el origen de múltiples dificultades si no se consideran aspectos operativos, de organización, personal, legales, informáticos, etc.

2.3.3 Riesgos Asociados a Empresas.

Cabe distinguir distintos tipos de riesgos a los que se enfrentan las empresas en sus actividades, de forma general e independiente de su sector, pueden ser tanto las de carácter económico y las de carácter financiero, la primera se trata de aquellas relacionadas a un negocio principal, la segunda son aquellas relacionadas con los flujos de efectivo, el apalancamiento y la gestión de tesorería.

Por otra parte, se encuentran los riesgos derivados de su operatividad y funcionamiento diario, los cuales son conocidos como riesgos operativos y los

riesgos de las decisiones tanto de corto, mediano y largo plazo, enfocados a las estrategias que comúnmente son conocidos como riesgos estratégicos.

Riesgo de reputación: Es el desprestigio de la empresa que trae como consecuencia la pérdida de credibilidad y confianza del público por fraude, insolvencia, conducta irregular de los empleados, rumores, errores cometidos en la ejecución de alguna operación por falta de capacitación del personal clave o deficiencia en el diseño de los procedimientos, este riesgo puede traer efectos como disminución de la demanda, o la pérdida de negocios atribuibles al desprestigio generado.

Hoy en día existen profesionales dedicados al "*Manejo de Crisis en las empresas*", con el desarrollo de la tecnología y el uso masivo de las redes sociales, muchas empresas llevan a cabo estrategias mercadológicas que contribuyen con el aumento de conocimiento de su marca, así como con su participación en el mercado, una crisis a nivel "viral" puede afectar seriamente a la empresa degradando su imagen y siendo fácilmente compartida por todos los usuarios de la red.

Riesgo puro: Este riesgo al materializarse origina pérdida, tal como un incendio, un accidente, una inundación o eventos fuera de control por situaciones climatológicas.

Riesgo especulativo: Es un riesgo que al materializarse genera la posibilidad de generar instantáneamente beneficio o pérdida, como una aventura comercial, escándalos, la inversión en divisas ante expectativas de devaluación o revaluación, la compra de acciones, el lanzamiento de nuevos productos.

Riesgo estratégico: Son las pérdidas ocasionadas por las definiciones estratégicas inadecuadas y errores en el diseño de planes, programas, estructura, integración del modelo de operación con el direccionamiento estratégico, asignación de recursos, estilo de dirección, además de ineficiencia en la adaptación a los cambios constantes del entorno empresarial, entre otros.

Riesgo operativo: Es la posibilidad de pérdidas ocasionadas en la ejecución de los procesos y funciones de la empresa por fallas en procesos, sistemas, procedimientos, modelos o personas que participan en dichos procesos.

Riesgo de mercado: Puede generar ganancias o pérdidas a la empresa al invertir en bolsa, debido a la diferencia en los precios que se registran en el mercado y a la volatilidad de los diferentes commodities y variables económicas que influyen en los mercados de capital.

Riesgo precio de insumos y productos: Se refiere a la incertidumbre sobre la magnitud de los flujos de caja debido a posibles cambios en los precios que una empresa puede pagar por la mano de obra, materiales y otros insumos de su proceso de producción o servicios.

Riesgo de crédito: Consiste en que los clientes y las partes a las cuales se les ha otorgado financiamiento incumplan su obligación o no cuenten con los recursos para el respectivo pago. La mayoría de las empresas se enfrentan ante este riesgo por cuentas por cobrar, pero esta exposición es más alta en las instituciones financieras.

Riesgo legal: Se refiere a la pérdida en caso de incumplimiento de la contraparte en un negocio y la imposibilidad de exigirle jurídicamente el cumplimiento de los compromisos adquiridos. También se puede presentar al cometer algún error de interpretación jurídica u omisión en la documentación, y en el incumplimiento de normas legales y disposiciones reglamentarias que pueden conducir a demandas o sanciones.

Riesgo tecnológico: El uso de la tecnología genera riesgos como los virus, el vandalismo puro y de ocio en las redes informáticas, fraudes, intrusiones por hackers, el colapso de las telecomunicaciones que pueden generar el daño de la información o la interrupción del servicio, de igual forma existe el riesgo del constante cambio de tecnología lo que puede ocasionar que las empresas no estén preparadas para adoptarlas y esto incrementa sus costos, menor eficiencia, incumplimiento en las condiciones de satisfacción de los servicios prestados a la comunidad.

Riesgos laborales: Pueden ser accidentes de trabajo y enfermedades profesionales, pueden ocasionar daños tanto a la persona como a la misma empresa, hasta el punto de generar demandas por daños ocasionados en los empleados.

Riesgos físicos: Afectan a los materiales como por; corto circuito, explosión física, daño en la maquinaria, daño en equipos por su operación, por su diseño, fabricación, montaje o mantenimientos; deterioros de productos y daños en vehículos.

Riesgo de liquidez: Se refiere a la incapacidad de conseguir obligaciones de flujos de efectivo necesarios, lo cual puede forzar a una liquidación anticipada, transformando en consecuencia las pérdidas en “papel” en pérdidas realizadas.

Riesgo de documentación: Es el riesgo que se origina cuando una operación no se puede ejecutar por prohibición, limitación o incertidumbre acerca de la legislación del país de residencia de alguna de las partes, o por errores en la interpretación de esta.

Riesgo país: El riesgo país es el grado de probabilidad de que un país incumpla con sus obligaciones en moneda extranjera, de su calificación depende, en gran medida, la inversión extranjera directa a cada nación y en consecuencia su desarrollo económico y social, del mismo se desglosa una serie de riesgos adicionales que están asociados al mismo:

El riesgo país gravita debido a que los países emiten deuda en moneda extranjera para financiar una parte de sus presupuestos, si esa deuda tiene una calificación de riesgo baja, entonces la diferencia entre el tipo de interés de los bonos del tesoro estadounidense y el de los bonos de un país dado será más grande o, lo que es lo mismo, los mercados los penalizarán con una prima de riesgo. En consecuencia, esos bonos sólo podrán ser colocados a un costo financiero mayor, afectando así la inversión en esa economía ya que la tasa de retorno de las inversiones deberá ser al menos la del tipo de interés de los bonos emitidos por el gobierno, es decir que los agentes económicos desecharán cualquier proyecto de inversión cuya tasa de retorno sea inferior al tipo de interés mencionado, ya que tienen garantizada una rentabilidad mayor y sin riesgo con los bonos estatales. Por esto, una prima de riesgo alta impacta negativamente en el empleo y la producción, generalmente de países emergentes y en transición; el riesgo país puede subdividirse en las siguientes categorías:

Riesgo soberano: Es el riesgo en el que incurren los acreedores de los estados o entidades garantizadas por ellos, en cuanto pueden ser ineficaces las acciones contra el prestatario o último obligado al pago por razones de soberanía.

Riesgo de transferencia: Corresponde al de los acreedores extranjeros con respecto a un país que experimenta una incapacidad general para hacer frente a sus deudas, por carecer de la divisa o divisas en que aquellos están denominados.

Riesgo económico: Procede de la incertidumbre sobre la demanda, los competidores, los costes y otras condiciones de mercado y hace referencia a la posibilidad de que el producto de la empresa no sea aceptado por los clientes del país de destino, a que se haga frente a unas duras condiciones competitivas en el mismo o a que se tenga dificultad para obtener los beneficios esperados en la aventura internacional.

Riesgo político: Es cualquier tipo de influencia externa que afecte a la operativa de la empresa en el país de destino, bien haga referencia a la posibilidad de expropiación o nacionalización de la inversión realizada o se refiera a otro tipo de acciones gubernamentales o cambios en la situación política o social del país que influyan negativamente sobre la actividad económica.

2.3.4 Riesgos Regulatorios.

La regulación del sector energético puede ser de distinto tipo y alcance, una de las posibles clasificaciones es la distinción que establece la Agencia Internacional de la Energía, (International Energy Agency, IEA), entre regulación económica,

regulación social, y regulación administrativa (IEA, 2001), aunque en esta clasificación puede completarse con una cuarta dimensión, la regulación técnica.

En El Salvador el concepto de regulación económica hace referencia habitualmente a las restricciones que el gobierno impone a las empresas distribuidoras de energía eléctrica sobre las decisiones respecto a los precios, tiempos de cumplimientos regulados, estructura de compra en el mercado y demás lineamientos operativos respecto a los usuarios finales.

Definición de riesgo regulatorio.

El concepto de riesgo regulatorio tiene sentido en el marco de los sectores regulados, nace en los sectores de la actividad económica cuya explotación pasa de ser propiedad del estado a formar parte del manejo de la empresa privada.

Organismo regulador del Sector de Electricidad.

La distribución de energía eléctrica en El Salvador se encuentra regulada por un ente controlador llamado Superintendencia de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), la cual determina, crea y dispone de normativas que permiten el correcto funcionamiento de todos los operadores del sector eléctrico.

Tanto el origen como las funcionalidades de SIGET están determinadas en la Ley General de Electricidad y en la Ley de Creación de SIGET, dentro de su ámbito de

competencia se detalla la responsabilidad de aplicar las normas contenidas en tratados internacionales sobre electricidad y telecomunicaciones vigentes en El Salvador; en las leyes que rigen los sectores de Electricidad y de Telecomunicaciones; y sus reglamentos; así como para conocer del incumplimiento de las mismas.

El Art. 5 de la Ley de Creación de SIGET determina las diferentes atribuciones que tiene a su cargo dicha entidad, a continuación, se citan las responsabilidades relativas al sector de distribución de energía eléctrica:

1. Aplicar los tratados, leyes y reglamentos que regulen las actividades de los sectores de electricidad y de telecomunicaciones
2. Aprobar las tarifas a que se refieren las Leyes de Electricidad y de Telecomunicaciones;
3. Dictar normas y estándares técnicos aplicables a los sectores de electricidad y de telecomunicaciones;
4. Dirimir conflictos entre operadores de los sectores de electricidad y de telecomunicaciones, de conformidad a lo dispuesto en las normas aplicables.
5. Informar a la autoridad respectiva de la existencia de prácticas que atenten contra la libre competencia;

6. Publicar semestralmente la información estadística de los sectores de electricidad y de telecomunicaciones;
7. Requerir y obtener de las personas que realicen actividades en los sectores de electricidad y de telecomunicaciones, la información necesaria para el cumplimiento de sus objetivos.
8. Contratar anualmente los servicios de una firma especializada para que realice la Auditoría integral de sus actuaciones.
9. Realizar todos los actos, contratos y operaciones que sean necesarios para cumplir con los objetivos que le impongan las leyes, reglamentos y demás disposiciones de carácter general.⁶

2.3.5 Riesgos de las Distribuidoras de Energía Eléctrica.

Las diferentes normativas aplicables al sector establecen los medios y formas en que las empresas distribuidoras de energía eléctrica deben basar su operatividad, entre las actividades que se han determinado como las más incidentes para el análisis del riesgo regulatorio asociado a los riesgos más relevantes a nivel de la empresa se encuentran los siguientes:

Riesgo estratégico: Son las pérdidas ocasionadas por las definiciones estratégicas inadecuadas y errores en el diseño de planes, programas y proyectos.

⁶ (Ley de Creación de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones, 2007)

En el caso de las empresas distribuidoras de energía eléctricas este tipo de riesgo es relevante a nivel de evaluación de nuevos proyectos de construcción de red que permitan un ROI (retorno sobre la inversión) mayor al costo de su financiamiento y sobre todo un VAN positivo, así como periodos de tiempo ideales para el retorno del capital invertido.

En cuanto a proyectos a largo plazo, este riesgo tiene suma importancia en cuanto al correcto control de los costos de la empresa en relación con los precios tarifarios aprobados por SIGET, ya que bajo normativa toda empresa distribuidora se sujeta a precios máximos de cobro determinados en base a un estudio propio de la tarifa, con periodos de aprobación cada cinco años para los cargos de comercialización y distribución, en base a la variabilidad anual del índice de precios al consumidor.

En el caso del cargo por energía la aprobación del cargo es trimestral y está sujeta a la determinación de todos los costos relacionados con la compra de energía y la correspondiente estructura de compra de cada distribuidora relacionada a los costos estipulados según normativa referente.

En el cargo de comercialización y distribución se estipulan de acuerdo con un estudio para la autorización de precios máximos para estos costos ya que según la Ley General de Electricidad y su Reglamento, las distribuidoras deberán presentar un estudio de sus costos, en base a los lineamientos que el ente regulador determine y valide como base de determinación de costos.

La regulación en esta actividad para la determinación de precios en las tarifas causa que las empresas distribuidoras se sujeten a un manejo adecuado de su fondo de maniobra y determinen medios que les permitan controlar los costos de sus operaciones, de tal forma que la tarifa asignada sea eficiente a la operatividad de la empresa, de igual forma esta regulación debe ser valorada en todo proyecto de inversión con el fin de evaluar posibles costos futuros a incluir en la tarifa.

Riesgo de mercado: Puede generar ganancias o pérdidas a la empresa al invertir en bolsa, debido a la diferencia en los precios que se registran en el mercado y a la volatilidad de los títulos de inversión.

En El Salvador este riesgo es evidente con el aumento del nivel de riesgo país que las diferentes firmas calificadoras de riesgo otorgaron para El Salvador, al incrementar el nivel de riesgo de las inversiones nacionales debe ofrecerse una tasa de interés o tasa de retorno mayor para que los diferentes títulos valores sean atractivos en el mercado de capitales.

Riesgo de crédito: El riesgo crediticio es la posibilidad de pérdida por parte de la empresa, debido al incumplimiento ocasionado por el incumplimiento de la contraparte en operaciones directas, indirectas o de derivados que conlleven al no pago, al pago parcial o la falta de oportunidad en el pago de las obligaciones pactadas.

En cuanto a las empresas distribuidoras de energía eléctrica, este riesgo es uno de los más importantes en cuanto a gestión oportuna, ya que prácticamente sus ventas totales se consolidan bajo la figura de ventas al crédito, de igual forma dentro de este riesgo se incluye la gestión de las diversas cuentas por cobrar entre ellas los montos asociados a los subsidios a la energía, siendo una cuenta por pagar para el gobierno de El Salvador a través del FISDL.

El proceso de la facturación en estas empresas se basa en un dato que proviene de consumos de energía mensuales registrados por un equipo de medición, los cuales deben valorarse a los precios autorizados en las tarifas de cada distribuidora (Cargo energía, cargo de distribución y comercialización), luego de realizar la correspondiente facturación la distribuidora debe otorgar como periodo de gracia un lapso de 7 días, durante los cuales el usuario podrá realizar su pago sin ningún cargo adicional en concepto de "Interés por mora"

La normativa establece dos tipos de gestión del riesgo de crédito en cuanto a las facturaciones de consumos de energía mensuales:

1. **Tratamiento de cuentas por cobrar vía desconexiones del servicio:** La normativa contenida en los Términos y Condiciones asociados al pliego tarifario aprobado para cada distribuidora detallan en su Art. 19 lo siguiente:

"Art. 19.- El Distribuidor podrá desconectar a un usuario final, solamente en los siguientes casos:

a) Cuando estén pendientes de pago los documentos de cobro de dos o más meses, relacionados con el suministro de energía eléctrica."

Por lo tanto, las distribuidoras deben sujetarse al periodo determinado en la normativa para iniciar con una gestión de cobro ante el usuario final.

2. **Tratamiento de cuentas por cobrar vía retiro de medidor:** De igual forma en este caso la normativa contenida en los Términos y Condiciones determina el proceso a seguir y los periodos que debe cumplir la distribuidora para finalizar el servicio de un usuario moratorio.

"Art. 21.- Un corte definitivo del suministro implicará el retiro de la acometida y del equipo de medición, y podrá realizarse en los siguientes casos:

C) Cuando el Distribuidor hubiese suspendido el suministro por las situaciones previstas en el artículo 19 de este pliego, y si transcurridos seis meses desde la fecha de la suspensión, el usuario final no hubiere solicitado la reconexión del mismo."

En base a lo determinado en la normativa aprobada por SIGET, las distribuidoras deben mantener el servicio de energía conectado en la dirección del suministro durante 8 meses; durante los cuales el usuario permanezca en mora en estado "Desconectado".

3. **Subsidios o subvenciones:** Bajo los objetivos constitucionales del gobierno y la promulgación de leyes, El Salvador actualmente subsidia el consumo de energía eléctrica para los usuarios que consuman menos de 99 kwh, lo cual es aproximadamente un ahorro para el usuario final cercano al 75% de la factura a tarifa plena (Hasta Febrero 2017); esta contribución social es asumida por el gobierno central quien se vuelve acreedor de las distribuidoras en razón del pago de los subsidios mensuales.

Dicha actividad funciona a través del Fondo de inversión nacional en electricidad y telefonía, en la ley de creación de dicha entidad se establece esta regulación social:⁷

Ley de FINET

Según la ley de fondo de inversión nacional en electricidad y telefonía de 1998 hace referencia en el artículo 4 que son atribuciones del Fondo:

1. Subsidiar el consumo de energía eléctrica y los servicios de telefonía en áreas rurales y de bajos ingresos, siempre que éstos sean de beneficio comunal; y el consumo de energía eléctrica residencial.
2. Calificar a los beneficiarios de sus actividades, así como también evaluar y aprobar las solicitudes recibidas para el otorgamiento de subsidios

⁷ (Telecomunicaciones, 2015-2017)

Reglamento de la Ley de FINET

Art. 16-B.- A partir de la vigencia del presente Decreto, el subsidio al consumo de energía eléctrica residencial a que se refiere el Art. 4, letra c) de la Ley del Fondo de Inversión Nacional en Electricidad y Telefonía, será del ochenta y nueve punto cinco por ciento (89.5%) de la diferencia entre la facturación por el consumo de energía eléctrica a precios del pliego tarifario y el monto resultante de aplicar el valor de referencia del precio total del suministro de energía eléctrica correspondiente, definido en el Art. 16-A del presente Reglamento. En tal sentido, la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones, SIGET, deberá efectuar las modificaciones necesarias en los pliegos tarifarios, a fin de ejecutar y transparentar la aplicación del referido subsidio.

A partir del 18 de Febrero del 2017, entró en vigencia decreto ejecutivo No 6 firmado por el Ministro de Economía y el presidente de la República, en el cual se modifican los artículos del reglamento del FINET donde se menciona la forma de determinación del subsidio a la energía.

Art. 16-A.- Usuarios residenciales tarifa 1R que consuman entre 1 kwh a 60 kwh, tendrán subsidio eléctrico aplicable únicamente en el cargo por energía con un máximo de aplicación de US\$3.00 en la factura emitida por la distribuidora.

Usuarios residenciales tarifa 1R que consuman entre 61 kwh a 99 kwh, tendrán subsidio eléctrico aplicable únicamente en el cargo por energía con un máximo de aplicación de US\$4.00 en la factura emitida por la distribuidora.

4. **Calculo Moratorio por Cuentas Deudoras:** La normativa establece un periodo de gracia para el pago de los usuarios, dicho lapso corresponde a 7 días desde la fecha de notificación del documento de cobro, durante los cuales no existirá cargo de interés por mora para el usuario final.

Art. 31 Términos y Condiciones del pliego tarifario aprobado por SIGET.

"El Distribuidor deberá otorgar al usuario final un plazo mínimo de siete días contados a partir de la fecha de entrega del documento de cobro al usuario, para que éste pueda cancelar dicho cobro durante ese período, sin recargo alguno".

En el caso que un usuario realice su pago posterior a su fecha de vencimiento, la distribuidora podrá hacer un cargo adicional en la siguiente facturación, dicho cargo será igual al monto resultante del producto del saldo del periodo a pagar por la tasa promedio ponderada mensual para préstamos a un año más cinco puntos, todo esto por la cantidad de días que existan entre la fecha de pago del usuario y la correspondiente fecha de vencimiento.

"Art. 35.- El Distribuidor podrá cobrar intereses a sus usuarios finales sobre los saldos en mora, considerándose como tales todos aquellos que no hayan sido cancelados en la fecha de vencimiento indicada en el respectivo documento de cobro, salvo que exista un reclamo interpuesto por el usuario final ante el Distribuidor, por los saldos pendientes. Para efecto del cálculo de intereses, se utilizará lo indicado en el Artículo No. 59 de estos Términos y Condiciones".

"Art. 59.- Los intereses indicados en los Artículos Nos. 9, 20, 32, 33 y 35, serán calculados con base en la tasa de interés promedio ponderada mensual para préstamos de hasta un (1) año plazo, publicada por el Banco Central de Reserva de El Salvador, más cinco puntos".

En cuanto a este cargo por interés moratorio, se convierte en un tema de especial cuidado la determinación de esta penalización para cada tipo de usuario, ya que no se considera un cobro significativo de acuerdo con el monto facturado para la mayoría de usuarios catalogados bajo tarifa residencial, a diferencia de otros servicios públicos cuya penalización es fija e invariable.

Riesgo legal: En el caso de servicios regulados, tal como es el suministro de energía eléctrica, el riesgo legal es altamente importante, debido a la diversidad de normativas que regulan distintas actividades del sector, para el caso de las distribuidoras de energía eléctrica se pueden mencionar:

1. Anexo_A_Metodologia_de_Control_Calidad_Servicio_Comercial
2. Anexo_B_Metodologia_de_Control_Calidad_Servicio_Tecnico
3. Anexo_C_Metodologia_de_Control_Calidad_Producto_Tecnico
4. Anexo_E_Metodologia_de_Control_Campana_Exactitud_Medidores
5. Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribucion
6. Normativa_para_la_facturacion_del_servicio_de_alumbrado_publico
7. Reglamento de Comercialización de Energía Eléctrica
8. Reglamento de la Ley General de Electricidad
9. Términos y Condiciones aprobados por SIGET en el pliego tarifario.

Lo importante del riesgo Legal en estos casos se remite al incumplimiento de índices de calidad, entrega de reportes, información mensual o hallazgos determinados vía auditorias de las facturaciones como de la calidad del servicio; todos estos incumplimientos pueden causar el pago de multas, compensaciones, reintegros e intereses compensatorios debido a las fallas por parte de las distribuidoras.

Riesgo liquidez: El riesgo de liquidez en las empresas distribuidoras puede derivar de distintas vías ya que por el tipo de negocio se necesita un capital de trabajo de alto nivel ya que la propiedad de redes de distribución se convierte en la principal inversión de este tipo de empresas, de igual forma demanda altos montos

destinados a fianzas brindadas en los contratos bilaterales de compras de energía, así como los pagos mensuales que deben realizarse a la Unidad de Transacciones (UT) en honor a toda la energía comprada a los generadores en relación a la demanda registrada o pactada vía contrato.

En esta última transacción se evidencia la mayor cantidad de liquidez de efectivo que debe tener una empresa distribuidora, ya que el pago mensual que se realiza a los generados en muchas ocasiones se anticipa al pago de la factura mensual por parte del usuario final.

Por otro lado, la cantidad de efectivo destinado en las cuentas por cobrar debe ser eficientemente gestionable ya que un tratamiento inadecuado puede causar problemas de liquidez en los flujos de las empresas distribuidoras.

Riesgo operativo: La ley general de electricidad permite la creación por separado de los llamados "Términos y condiciones" los cuales contienen elementos de operatividad para las distribuidoras de energía eléctrica, siendo autorizados en conjunto con los pliegos tarifarios para los costos de distribución y comercialización; estos términos son evaluados en Octubre de cada año, con el fin que las distribuidoras presenten observaciones a los mismos y sean validados por SIGET en el mes de Noviembre para informar sobre su autorización a inicio de cada año.

Los términos y condiciones de las distribuidoras contienen lineamientos operativos acerca de trámites comerciales relacionados con los procesos de facturación, mecanismos de tratamiento de cuentas morosas, proceso de control de pérdidas de energía no técnicas, aseguramiento de fondos a través de garantías por parte de los usuarios finales.

Básicamente esta normativa permite la operatividad de las distribuidoras en sus actividades directas con el usuario final, en cuanto a los diferentes aspectos financieros es visible que esta operatividad determina un actuar para las distribuidoras, ya que deben establecer procesos de control interno que les permitan hacer manejables los elementos relacionados directamente con el capital de trabajo de la empresa.

2.4 Variables Macroeconómicas Incidentes en los Precios de Energía.

2.4.1 El Impacto de los Precios Energéticos en Costos.

La mayoría de los bienes y servicios requieren insumos de hidrocarburos a cierto nivel de su proceso de producción, todas las empresas consumen electricidad y la generación eléctrica proviene principalmente del uso de plantas a gas. Un factor clave que determina el impacto de altos costos energéticos en el precio del bien o del servicio es la intensidad energética de los procesos productivos.

Pudiera ser que lo único factible sea cambiar factores tales como capital y energía en el largo plazo, de manera que el gasto en energía por parte de las firmas se reflejara en términos de costos fijos de producción en el corto plazo. En este caso, los costos marginales de corto plazo serán menos afectados por una elevación de precios energéticos, aunque los costos promedio sean más altos.

2.4.2 El impacto de los Costos Agregados y el Nivel de Precios.

En la vida real, la intensidad energética varía considerablemente entre productos y entre industrias. El petróleo crudo representa una gran proporción de los costos de una refinería, de la misma forma que ocurre con el gas natural en una planta generadora a gas.

Por el contrario, la intensidad energética en otros bienes y servicios puede ser relativamente pequeña. Lo anterior sugiere que es más probable que algunos precios suban que otros, conduciendo todo ello a oscilaciones significativas en los precios relativos de los bienes y servicios terminados. Y, justo como algunas firmas pueden tener el incentivo para sustituir a la energía en la producción, las familias pudieran tener ese mismo incentivo para sustituir bienes y servicios intensivos en energía en sus canastas de consumo.

El principal impacto de los altos precios de la energía sobre las firmas que utilizan poco volumen, o nada, de insumo energético se traducirá en una caída de la demanda de sus productos, más que en un aumento de sus costos. Esto último

ocurrirá siempre que los precios altos de los bienes y servicios intensivos en energía devenga en un gasto marginal incrementado en ellos, dejando una proporción menor de gasto nominal agregado para la adquisición de bienes y servicios de menor intensidad energética.

2.4.3 El efecto en Salarios y Otros Costos.

A este nivel de análisis, se ha asumido que los precios de los otros insumos productivos resultan inalterados por los cambios de precios en la energía. Pero lo más probable es que los costos de capital y materiales importados se incrementen cuando la energía se requiere para producirlos. En este caso, el desplazamiento inicial en los Costos Marginales pudiera ser más fuerte si esos factores productivos fueran costos variables.

2.4.4 Efectos Sobre la Oferta Potencial.

El aumento de los precios energéticos reduce el nivel de oferta agregada en el largo plazo, si los salarios declinan en el largo plazo, la economía se desestabiliza ya que la demanda tendría una caída. En virtud de que los salarios nominales no caen lo suficiente como para compensar el efecto del aumento de los precios energéticos.

2.4.5 El Efecto en la Demanda agregada.

En la práctica, sin embargo, es probable también que el gasto nominal tenga que ajustar en reacción al cambio en los precios petroleros, disminuyendo o aumentando el nivel de precios en respuesta a incremento inicial de costos y afectando así el tamaño de la brecha productiva que emerge. Este ajuste puede suceder a través de variaciones en el gasto de las familias, las empresas y del gobierno, así como en reacción a los ajustes que pudieran ocurrir en la política monetaria.

2.4.6 La Respuesta en Política Monetaria.

Aun cuando los elevados precios energéticos pudieran conducir a cambios en los planes de gasto de las familias y las empresas, en última instancia el nivel de gasto nominal en la economía es fijado por la política monetaria, a través de la fijación de un nivel apropiado de tasa de interés. Se considera dos hechos estilizados de la manera en que la demanda nominal pudiera permitírsele ajustar después de un incremento significativo en los precios de derivados del petróleo crudo, una posible respuesta es incrementar el monto del gasto nominal en la economía, es decir “acomodar” la ronda inicial de efectos del choque de precios energéticos.

2.4.7 Gas natural licuado.

La realidad energética mundial viene soportando cambios importantes, que inciden directamente en las economías y comercio mundial de energía, pues varios de los grandes países importadores de recursos se están convirtiendo en exportadores, mientras que países que se conocían como los grandes exportadores de energía ahora lideran el crecimiento de la demanda mundial, además de poner de manifiesto la importancia del gas natural y de las energías renovables para el futuro del planeta.

La actual perspectiva indica claramente que la mayor demanda de energía se está trasladando cada vez con mayor fuerza a las economías emergentes, como China, India y Oriente Medio y los indicadores del sector apuntan a que, en 2020, China se convertirá en el mayor importador de petróleo y la India en el mayor importador de carbón. El mercado mundial de gas natural se ha caracterizado por la existencia de mercados regionales, donde los países con grandes reservas venden sus cantidades a países deficitarios cercanos.

Sin embargo, esta práctica viene cambiando gracias a la tecnología que permite la licuefacción del gas natural y por ende su transabilidad, facilitando las negociaciones entre agentes que han podido superar las dificultades de distancia que implicaba llevar gas de un país a otro. Una porción importante del Gas Natural

Licuado, que llegaba a Norteamérica y a Europa, ahora tiene como destino predilecto el Lejano Oriente.

Las perspectivas, tanto a corto como a más largo plazo han cambiado, como resultado de la transformación fundamental en el contexto Norteamericano.

El rápido aumento de la producción de gas no convencional ha suscitado una caída de precios que se ha transmitido directamente a los distintos mercados. De acuerdo con los expertos, el gas natural continuará siendo competitivo y precios bajos de éste, estimulará la demanda de todos los sectores de consumo, impulsando el uso cada vez en mayores cantidades ayudando de esta forma al proceso de sustitución de crudo por gas, cuyas reservas en el mundo van en ascenso, dando una respuesta a las demandas energéticas de países, en desarrollo y en los emergentes. En términos generales, países principalmente europeos están buscando independencia del gas proveniente de Rusia vía gasoducto que llega a precios muy altos, además de vivir con la sensación continua de vulnerabilidad, de saber que Rusia podría cortar el gasoducto en cualquier momento de pugna política. Por ello, se están construyendo plantas de regasificación para asegurar el gas y como una forma de presionar a la baja los precios del gas ruso.

Para muchos gobiernos del este de la Unión Europea el Gas Natural Licuado es la oportunidad de diversificar la oferta y negociar un descenso de los precios, con el

convencimiento de que en los próximos años la Unión Europea se beneficiará de las exportaciones de África, Australia y de aquellos proveedores con excedentes de gas, más exactamente de Estados Unidos. Para muchos analistas esta situación redundará en precios más bajos vía gasoducto, para otros el mercado europeo de gas será un mercado de equilibrio para el gas global.

Por otra parte, las exportaciones norteamericanas ofrecerán tal grado de competitividad frente al resto del mundo, que obligaría a los precios de los diferentes mercados a una transformación que lleve los precios a un equilibrio futuro. Lo anterior sucedería a medida que las oportunidades de arbitraje se disminuyan por el incremento de la demanda, siempre que Estados Unidos se convierta realmente en un exportador significativo.

Pero lo que sí es cierto, es que la revolución del gas no convencional en Norte América ha generado gran incertidumbre alrededor de los precios mundiales de gas natural que a la postre afectarán los precios de El Salvador en alguna medida.

2.5 Beneficios Económicos del Sector Eléctrico a la Sociedad.

2.5.1 Incentivos a las Inversiones del Sector Eléctrico.

Se han desarrollado importantes marcos legales para fomentar la inversión en el sector eléctrico:

Ley de Incentivos Fiscales.

Para el fomento de Energías Renovables en la generación de electricidad.

1. Exención de derechos arancelarios a la importación. (Durante los primeros 10 años).
2. Exención del impuesto sobre la renta por un período de cinco años para proyectos mayores a los 10 megavatios (MW), y por 10 años para menos de 10 megavatios (MW).
3. Exención total del pago de impuestos sobre los ingresos provenientes directamente de la venta de las Reducciones Certificadas de Emisiones (CERs, en el marco del mecanismo para un desarrollo limpio), o mercados de carbono similares.

Para motivar la inversión en energías renovables se han hecho regulaciones para garantizar y promover un mayor mercado en el ámbito de aprovechamiento de estos recursos. Para esto se tiene la Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de Electricidad y Normativa técnica para caracterizar los proyectos que aprovechan las fuentes renovables en la generación de energía eléctrica, la cual SIGET desarrolla, con lo que se regulan todos los beneficios fiscales que se otorgan a los proyectos de instalación de

centrales para la generación de energía eléctrica a partir de recursos hidráulico, geotérmicos, eólicos, solares y biomasa.⁸

Ley Especial de Asocios Público-Privados.

Desarrollo de proyectos de Asocios Público-Privados para la provisión de infraestructura y servicios públicos de interés general, de forma eficaz y eficiente.

Ley De Inversión.

1. Trato igualitario a inversionistas nacionales y extranjeros.
2. Libre transferencia al exterior de utilidades y dividendos relacionados con la inversión.
3. Acceso al financiamiento local.

2.5.2 Crecimiento de la Economía y Producción en El Salvador.

Las perspectivas de crecimiento económico para el año 2017 reflejan una suavización en la dinámica económica del país, pasando de 2.5% en el año 2015 a 2.3% en el año 2016, afectado principalmente por las perspectivas adversas en el entorno internacional que se traducen en menor demanda externa.

⁸ (Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de Electricidad., 2007)

A partir del año 2017 se espera que la economía salvadoreña retorne a la tendencia creciente del dinamismo económico, iniciando con un 2.5% y aumentando a 2.6% en 2018. Dicha evolución está sustentada en las favorables expectativas de inversión privada, así como en las mejoras en la evolución del consumo privado, apoyado por las mejoras salariales, condiciones crediticias favorables y el ingreso complementario de remesas familiares. Adicionalmente, las políticas estatales de apoyo a la actividad económica continuarán estimulando el crecimiento. En ese mismo sentido, se esperan condiciones externas más favorables que promuevan el aumento de las exportaciones.

Entre los principales riesgos a los que podría estar sometida la economía salvadoreña están el deterioro de las condiciones externas, menor acceso al financiamiento externo público y efectos dañinos del cambio climático.

Efectos del Crecimiento en la Inversión Extranjera Directa.

Al cierre del año 2015, los aumentos efectuados por las empresas de inversión extranjera directa totalizaron US\$1,060.3 millones. Los cuales se concentraron a favor de los sectores de industria manufacturera con US\$459.8 millones, actividades financieras y de seguros US\$227.6 millones, comercio con US\$126.7 millones y el sector de información y comunicaciones registró aumentos por US\$114.3 millones.

En el mismo contexto, las disminuciones efectuadas por las empresas de IED acumularon US\$ 631.6 millones al cierre del 2015, las cuales se ubicaron

fundamentalmente en los sectores de Industria Manufacturera con US\$199.2 millones, Actividades Financieras y de Seguros con US\$103.6 millones, Información y Comunicaciones registró US\$90 millones y el sector de electricidad registro disminuciones por US\$89.5 millones.

El flujo neto de Inversión Extranjera Directa para el año 2015 totalizó US\$428.7 millones el cual mostró un crecimiento de 37.8% respecto al año 2014; equivalente a US\$117.6 millones adicionales.

Remesas Familiares.

El Salvador recibió \$661.2 millones de ingresos de remesas familiares en los primeros dos meses del año, superando en \$47.7 millones a los ingresos de febrero 2015 y alcanzando una tasa de crecimiento de 7.8%. Al revisar el comportamiento histórico este mes de febrero se posiciona como el más alto obtenido hasta la fecha. Solo en el mes de febrero ingresaron al país U.S. \$354.8 millones de remesas familiares, logrando un crecimiento de 11.7% con respecto al mismo mes del año anterior.

Comercio Exterior.

Los resultados del comercio exterior a febrero muestran un comportamiento negativo de las exportaciones de 9.7%. Entre las causas que influyeron en el bajo desempeño de las exportaciones se tienen: despachos de azúcar diferidos y

también exportaciones de café que están esperando mejores precios en el mercado internacional. Además, algunas empresas reportaron que aún se encuentran negociando contratos a futuro con miras a obtener mejores precios. Es importante señalar que si bien las exportaciones cayeron en el período de enero - febrero 2016, se tienen expectativas positivas para el cierre del año, que estará asociado a las inversiones que realizaron y siguen realizando las empresas privadas para la mejora de su capacidad productiva, calidad, eficiencia e incursión en nuevos mercados.

Tasas de interés.

Las tasas de interés de depósitos a febrero 2016 mantienen su tendencia creciente, aunque a menor ritmo, lo anterior estaría asociado a la estrategia bancaria de mantener los depósitos como su principal fuente de fondeo. Las tasas de interés de crédito con comportamientos mixtos: de corto plazo suben y de largo plazo bajan, esto último como consecuencia de menores expectativas de riesgo, tanto en el crédito corporativo como personal.

La tasa de financiamiento corporativo de corto plazo muestra un nivel levemente superior respecto al año anterior. En tanto, las tasas para créditos a largo plazo, pese a ser menores, aún no han logrado incentivar significativamente el crecimiento del crédito a nivel global, dado que a Feb-16 creció en 4.3%, mientras que el año anterior registró un crecimiento de 5.5% anual, lo que estaría asociado a un menor dinamismo en la actividad económica.

Indicadores de Precios.

En términos acumulados, la inflación de -0.22% (-0.85% en febrero 2015), inducida por el comportamiento de los precios a la baja en las divisiones de Alojamiento, gas, agua y otros combustibles; Transporte y Recreación y Cultura.

El resultado positivo de la inflación interanual a febrero 2016 se observó en los mayores precios de Alojamiento, agua, electricidad y otros combustibles con un incremento de 12.8% y un aporte al total de 1.6%. Situación que se viene observando desde octubre 2015 cuando se efectuaron ajustes al precio por servicio de distribución de agua potable, que mostró un incremento interanual de 103.03%, siendo el factor principal que ha incidido en el resultado final de la inflación, en esta División se observó una reducción anual en el índice de electricidad de 12.1%.

Índice de Volumen de la Actividad Económica.

El resultado del índice de volumen de la actividad económica registró al primer mes de 2016, un crecimiento positivo de 1.0% en su tendencia ciclo. El cual en enero del año anterior fue negativo en 0.1%. La mayor contribución al crecimiento se originó en los sectores de Transporte, almacenaje y comunicación con una incidencia de 0.49 puntos porcentuales; seguido de Industria manufacturera con 0.43; Electricidad, gas y agua 0.23 p.p. Por otra parte, los sectores Servicios Comunes y personales reportaron una reducción en el total del indicador que

ascendía a -0.23 y Construcción - 0.07, compensando parcialmente a la baja del indicador.

El BID firmó préstamo por US \$30.0 millones para 2a. fase de Ciudad Mujer, este nuevo crédito se ejecutará en un período de cinco años, y servirá para la construcción de tres nuevas sedes (Sonsonate, Chalatenango y La Unión)

De igual forma ingresó al país equipo de Tomografía Axial Computarizada (TAC), valorado en \$0.7 millones, de los cuales el Gobierno japonés asumió el pago de \$0.6 millones no reembolsables y el resto el Ministerio de Salud (MINSAL).

2.5.3 Efecto del Crecimiento del Sector en El Salvador.

La inyección de energía tanto hidroeléctrica como térmica muestra un comportamiento cíclico durante la estación lluviosa que generalmente se acentúa entre los meses de Julio a Octubre de cada año, no obstante, durante 2015 se registró un período de sequía explicado por la presencia del fenómeno del niño, por lo que la época lluviosa fue de Agosto a Noviembre. La inyección hidroeléctrica incrementó considerablemente el porcentaje de participación de dicho recurso por la abundancia de agua concentrada en las principales presas, mientras que la generación térmica muestra una reducción importante dada la mayor inyección por el otro tipo de recurso.

Contrario al comportamiento de los dos principales recursos, la generación de energía geotérmica se mantiene constante, dependiendo directamente del nivel de inversión de capital que se realice para el mantenimiento o ampliación de las centrales geotérmicas.

Tabla 2: Evolución del crecimiento de generación del sector eléctrico (MWh).

Recurso	2014	2015	jul-15	jul-16
Hídrico	1713	1348.9	700.4	815.2
Geotérmica	1443.9	1432.4	838.7	868.3
Térmica	2636.2	2741.3	1734.8	1812.5
Importaciones	588.5	963.4	507.3	365
Total	6381.6	6486.0	3781.2	3861.0

Fuente: Zumma Ratings (2016)

El precio promedio ponderado anual de la energía demandada en el Mercado Regulador del Sistema para el año 2015 según cifras publicadas por la Unidad de Transacciones, reflejó un valor de US \$105.03 MWh, observando una disminución del 36.2% de comparar con 2014 (US \$165.03 MWh). El precio máximo observado en 2015 fue de US\$131.7 MWh (189.8 MWh en 2014) y el precio mínimo fue de US\$70.2 MWh (US\$127.1 MWh en 2014).

La tendencia en el precio de megavatios/hora ha sido de disminución, producto de la caída de los costos de generación de energía en línea con la baja de los precios internacionales del petróleo, que constituye el principal insumo para la generación termoeléctrica. Asimismo, se observa un menor precio en los meses de agosto a

diciembre, que coincide con la época lluviosa en la que se explota la generación hidroeléctrica.

2.5.4 Subsidio Eléctrico en El Salvador.

Mediante el Decreto Legislativo N° 354 del año 1998 se creó el Fondo de Inversión Nacional en Electricidad y Telefonía (FINET) con el objeto de facilitar el acceso de los sectores rurales y los de menores ingresos de la población a los servicios de electricidad y telefonía. Una de las atribuciones del FINET es otorgar subsidios al consumo de energía eléctrica.

Los subsidios al consumo de electricidad se conceden para cumplir con la finalidad de asegurar a los habitantes de la República el bienestar económico, respondiendo esencialmente a principios de justicia social y a una existencia digna del ser humano, asegurando que el impacto derivado de los ajustes de los pliegos tarifarios no afecte a la mayoría de consumidores.

El subsidio eléctrico reconoce un antecedente en ocasión de llevarse adelante la privatización del sector, dado que frente a un aumento de precios se trata de diluir el mismo con un esquema de subsidios hasta 250 KWh mes (Lo cual para los estándares de El Salvador es un umbral muy alto). Hacia el año 2000 y dados los aumentos de precios se empezó a discutir el peso de este mecanismo y quien los pagaba, siendo la fuente hasta ese momento la empresa CEL, que había quedado

luego del proceso de privatización que llevó a su separación en cinco unidades, con obligaciones diversas. CEL tenía varias transferencias pendientes con el Ministerio de Hacienda y esta era una de ellas.

Se buscaron dos objetivos con estos cambios, uno fue separar los regímenes, asignándose este mecanismo de subsidio eléctrico no a CEL sino al FINET y el otro objetivo fue reducir y focalizar el subsidio, para ello se acometieron estudios para focalizar sobre una base territorial que no prosperó y se prefirió redimensionar el esquema reduciendo el escalón a 99 kwh mensual que para el caso de El Salvador representa aproximadamente el 60% de los hogares.

1. Subsidio residencial.

El subsidio al consumo residencial de energía eléctrica se aplica a los usuarios con un consumo mensual de uno hasta noventa y nueve kilovatios hora.

2. Subsidio a los sistemas de bombeo y rebombeo de agua.

El FINET subsidia los sistemas de bombeo de agua que tengan como objeto el bombeo y rebombeo de agua para las comunidades rurales.

3. Subsidio temporal a usuarios que consumen de 100 a 200 kwh/mes.

El subsidio temporal se otorga a los usuarios residenciales que consumen de 100 a 200 kilovatios hora por mes. (Decreto No 122 de fecha 10 de Julio del año 2011 hasta Marzo del año 2015).

2.5.5 Cambios en la Aplicación del Subsidio.

La normativa que gestiona directamente la aplicación y regularización del subsidio eléctrico es la Ley Del Fondo De Inversión Nacional En Electricidad Y Telefonía Y Su Respectivo Reglamento, ambos vigentes desde el año 1998; dentro de sus facultades y responsabilidades más importantes tenemos:

"Artículo 4.- Son atribuciones del Fondo:

- a) Recibir y administrar recursos financieros para el cumplimiento de sus objetivos;
- b) Subsidiar la construcción y mejoramiento de la infraestructura para el suministro de energía eléctrica y la prestación de servicios de telefonía en áreas rurales y de bajos ingresos;
- c) Subsidiar el consumo de energía eléctrica y los servicios de telefonía en áreas rurales y de bajos ingresos, siempre que éstos sean de beneficio comunal; y el consumo de energía eléctrica residencial."

"Artículo 5.- El Fondo subsidiará las actividades a que se refiere el Art. 4, literales b) y c) de la presente Ley, con recursos propios o con los que reciba para esos efectos."

"Artículo 16. El subsidio será adjudicado al distribuidor o comercializador de energía eléctrica, o al operador de redes de acceso que requiera la menor cantidad de recursos para la construcción o mejoramiento de infraestructura, o para el suministro de energía eléctrica o la prestación de servicios de telefonía, según el caso."

"Artículo 17. El Fondo transferirá los recursos destinados a subsidios de acuerdo con lo siguiente:

b) En el caso del consumo, la transferencia deberá realizarse mensualmente, después de haberse prestado el servicio.

Las distribuidoras de energía eléctrica y los operadores de redes de acceso no podrán, al momento de solicitar la aprobación de sus pliegos tarifarios, incluir como costos de inversión, operación y mantenimiento, las cantidades que reciben como subsidio."⁹

⁹ (Ley de Fondo de Inversión Nacional en Electricidad y Telefonía, 1998)

Reglamento De La Ley Del FINET (Aplicación hasta el 18 de Febrero del año 2017).

"Art. 16-A.- El subsidio al consumo de energía eléctrica se aplicará a los usuarios residenciales con un consumo mensual de uno hasta noventa y nueve kilovatios hora. Para calcular dicho define como valor de referencia el precio total para el suministro de energía eléctrica, el cual incluye el cargo por energía, el cargo por uso de la red de distribución y el cargo por atención al cliente. Este precio total para el suministro de energía eléctrica será el correspondiente a los siguientes valores:

Consumo mensual de 1 kWh hasta 49 kWh ϕ 0.5560 por kWh;

Consumo mensual de 49 kWh y de hasta 99 kWh ϕ 0.5870 por kWh.

Para los usuarios residenciales que consumen de uno hasta treinta kilovatios hora, a quienes se aplique el valor de referencia anterior correspondiente, el subsidio se calculará utilizando como valor de consumo mensual treinta kilovatios hora."

"Art. 16 B. A partir de la vigencia del presente Decreto, el subsidio al consumo de energía eléctrica residencial a que se refiere el Art. 4, letra c) de la Ley del Fondo de Inversión Nacional en Electricidad y Telefonía, será del OCHENTA Y NUEVE PUNTO CINCO POR CIENTO (89.5%) de la diferencia entre la facturación por el consumo de energía eléctrica a precios del pliego tarifario y el monto resultante de aplicar el valor de referencia del precio total del suministro de energía eléctrica

correspondiente, definido en el Art. 16-A del presente Reglamento. En tal sentido, la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones, SIGET, deberá efectuar las modificaciones necesarias en los pliegos tarifarios, a fin de ejecutar y transparentar la aplicación del referido subsidio."¹⁰

Cambios recientes en la Metodología de Aplicación de Subsidio a la Energía Eléctrica en El Salvador.

A partir de Septiembre 2016, la metodología de aplicación del beneficio del subsidio a la energía se modificó a razón de convertirse en beneficiarios los usuarios que únicamente aparecieran en la base de datos proporcionada por el ministerio de economía, siendo esta institución la encargada de aplicar parámetros de validación a la población por medio de estratos económicos.

Si un usuario consume menos de 99 KWh al mes, pero no aparece en la base de datos de los beneficiarios del subsidio no tendrá subsidio a la energía eléctrica en su factura.

Debido a los problemas de liquidez en la cadena de energía, el gobierno de El Salvador reformo el artículo 16 "A" del Reglamento de la Ley del FINET, modificando la metodología de aplicación de la siguiente forma:

A partir del 18 de Febrero del 2017, entró en vigencia decreto ejecutivo No 6 firmado por el actual Ministro de Economía y el presidente de la República, en el

¹⁰ (Reglamento de la Ley de Fondo de Inversión Nacional en Electricidad y Telefonía, 1999)

cual se modifican los artículos del reglamento del FINET donde se menciona la forma de determinación del subsidio a la energía.

1. Usuarios residenciales tarifa 1R que consuman entre 1 kwh a 60 kwh, tendrán subsidio eléctrico aplicable únicamente en el cargo por energía con un máximo de aplicación de US\$3.00 en la factura emitida por la distribuidora.

2. Usuarios residenciales tarifa 1R que consuman entre 61 kwh a 99 kwh, tendrán subsidio eléctrico aplicable únicamente en el cargo por energía con un máximo de aplicación de US\$4.00 en la factura emitida por la distribuidora.

Con estos cambios en la aplicación el gobierno pretende disminuir el total entregado en relación a subsidios a US\$3.5 millones por mes, siendo este el resultado de la focalización que ha elaborado el Ministerio de Economía (MINEC).

En este sentido, 332,989 hogares recibirán \$3 de subsidio mientras que 367,518 se les otorgará \$4 del beneficio, para totalizar 700,507 familias, según cifras que facilitó a El Diario de Hoy una fuente del sector energético del país.

2.5.6 Beneficios Sociales del Subsidio a la Energía.

Los subsidios se convierten en medidas de apoyo económico que los gobiernos aportan en distintos sectores económicos del país, en El Salvador existen

subsidios para el consumo y bombeo de agua potable, transporte público, gas licuado y energía eléctrica.

Dados los problemas de liquidez del gobierno se han focalizado dichos subsidios disminuyendo las cantidades totales a entregar a las empresas de cada sector.

En cuanto al Subsidio de Energía Eléctrica durante el 2015 CEL efectuó un aporte de US\$141.8 millones, para el pago de la totalidad del subsidio directo al consumo de energía eléctrica, lo cual se convierte en una subvención cercana al 70% del total de la factura de energía eléctrica, siendo un subsidio generalizado para todo aquel usuario que consuma menos de 99 Kwh al mes.

Según estadísticas de SIGET, los aportes de CEL para el pago del subsidio al consumo de energía eléctrica acumulan desde 1998 a diciembre 2015 un total de US\$1,176.9 millones.

2.6 Cargos por Energía para las Distribuidoras de Energía Eléctrica.

2.6.1 Metodología de traslado de Precios de Energía.

La finalidad de metodología es establecer los mecanismos de remisión de la información por parte de la Unidad de Transacciones y de las distribuidoras con el propósito de realizar los cálculos de los ajustes de los precios de la energía, y establecer normas que permitan calcular los precios ajustados de la energía, así

como el traslado transparente de los mismos a las tarifas de energía eléctrica contenidas en los pliegos tarifarios a los usuarios finales.

La metodología de traslado de los precios ajustados de la energía está compuesta de dos normas:

1. Normas para determinación del precio ajustado de la energía a trasladar a los usuarios finales.
2. Normas para el traslado del precio ajustado de la energía a las tarifas de energía eléctrica contenidas en los pliegos tarifarios de los usuarios finales.

El objetivo de la norma es la definición del procedimiento a utilizar por la Unidad de Transacciones y las distribuidoras para informar los valores trimestrales que respaldan el ajuste de precios de energía a que se refiere el Artículo 90 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, así como el procedimiento a seguir para informar a la SIGET los antecedentes que respaldan la determinación del ajuste aplicado, y establecer el mecanismo de cálculo de los precios ajustados de energía para su posterior incorporación en las tarifas contenidas en los pliegos tarifarios de los usuarios finales.

El papel de la Unidad de Transacciones

La Unidad de Transacciones debe elaborar y remitir trimestralmente a cada una de las empresas distribuidoras un informe que se denominará “Informe de Comercialización Trimestral” (ICT), conteniendo para cada empresa distribuidora

la información que le corresponda para realizar el ajuste trimestral del precio de la energía a que se refiere el artículo 90 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, así como consolidar en un solo documento la información relativa a todas las distribuidoras del sector para realizar el correspondiente envío a la SIGET.

El informe de Comercialización Trimestral (ICT) deberá contener:

- a) La energía horaria total retirada por la distribuidora en cada nodo de retiro en el trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se aplicará el ajuste.
- b) La energía horaria total retirada por los Comercializadores en cada nodo de retiro de la distribuidora - que en este caso actúa como PM intermediario - en el trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se aplicará el ajuste.
- c) La energía horaria de retiro comprometida por la distribuidora en contratos suscritos mediante procesos de libre, en el trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se aplicará el ajuste.
- d) Los precios del MRS en los horarios establecidos para cada nodo de retiro de la distribuidora, en el trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se aplicará el ajuste.
- e) Las Diferencias de Precios (DP) mensuales de la distribuidora, así como los saldos de las deudas pendientes de pago de todo el trimestre desagregado por mes.

- f) Cálculo del Ajuste Financiero (AF) a ser trasladado a las tarifas a los usuarios finales, acompañado de la base de datos correspondiente, indicando montos y tasas de interés utilizadas.

- g) El ICT para la SIGET deberá contener un resumen de los resultados del procedimiento de Administración de las diferencias DP, indicando las diferencias DP mensuales de cada distribuidora, los saldos de las deudas pendientes de pago de todo el trimestre desagregado por mes, indicando montos por acreedor y deudor, así como de los montos acumulados en el fondo transitorio de liquidación, si los hubiere.

- h) Montos mensuales liquidados (US\$) correspondientes a los últimos comprobantes de cobro disponibles no incluidos en el informe anterior, que fueron emitidos a cada una de las distribuidoras por los conceptos de regulación y servicio de operación del Mercado Eléctrico Regional (MER).

- i) Cálculo de los Intereses Reconocidos en concepto de pago por Cargos Regionales (IRCREG): Regulación y servicio de operación del Mercado Eléctrico Regional (MER).

- j) Los cargos del Sistema (CSIS) horarios correspondientes al traslado de los cargos por uso del sistema de transmisión, operación del sistema, servicios auxiliares y otros similares según corresponda.

- k) La capacidad total anual retirada o demanda reconocida correspondiente a los retiros realizados directamente por la distribuidora, la cual es utilizada en los balances de capacidad firme que realiza la Unidad de Transacciones.
- l) La capacidad comprometida en cada contrato de libre concurrencia en el trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se aplicará el ajuste, conforme al balance de capacidad firme efectuado por la Unidad de Transacciones.
- m) Los precios de energía y cargos de capacidad especificados para cada uno de los contratos de libre concurrencia, que se encontraron vigentes en el trimestre inmediatamente anterior a la fecha en que se aplicará el ajuste.

Fechas de Entrega de Informes y Datos Relativos a la Determinación del Ajuste al Precio de la Energía.

A más tardar a las 12:00 horas del noveno día hábil del mes en el que se efectuará el ajuste, la Unidad de Transacciones deberá remitir a las distribuidoras el ICT correspondiente al trimestre recién terminado. El informe deberá remitirse en copia en papel y con respaldo magnético u óptico.

Con el objeto de que la SIGET y las Distribuidoras pueda llevar a cabo el seguimiento de la evolución de los precios en el MRS y de las condiciones del Mercado Mayorista, la UT pondrá en su página web a disposición de la SIGET y de las Distribuidoras, a más tardar el día 15 de cada uno de los meses en los que

no se realicen ajustes de los precios de la energía, los datos del ICT correspondientes al mes inmediato anterior.

El precio ajustado de la energía entrará en vigor el día 15 de los meses de enero, abril, julio y octubre, según corresponda. El ajuste será de aplicación automática.

Informe de Ajuste Trimestral

Con el objeto de que SIGET pueda llevar a cabo el seguimiento de la evolución de los precios en el MRS y de las condiciones del Mercado Mayorista, las distribuidoras remitirán a la SIGET por correo electrónico, a más tardar el día 20 de cada uno de los meses en los que no se realicen ajustes de los precios de la energía.

Formula General del Ajuste al Precio de la Energía Trimestral.

En base a la fórmula de ajuste trimestral de precios se observa que los valores incluidos en el ajuste de precios incluyen lo siguiente:

CE= Costo de la energía

AF= Intereses Acumulados del ajuste financiero.

Cmer=Cargos regionales de regulación del Mercado Eléctrico Regional (MER) y de la operación del sistema por la regulación de la CRIE y por el cargo por el servicio de operación del MER.

Cmer=Intereses regionales por el cálculo de cargos por el servicio de operación del sistema (Cargos del EOR)

Eret= Energía total retirada por la distribuidora en el Mercado Mayorista en la hora en el trimestre inmediato anterior.

PMRS= Precio MRS en cada hora del trimestre inmediato anterior al mes en que se efectúa el ajuste.

Figura 3: Formula general del ajuste al precio de la energía trimestral.

$$PEt_B = PMRS^B + \frac{CES + AF + Cmer_i}{\sum_{i=1}^{Nt} Eret_i}$$

Traslado de los Cargos del Sistema.

Los precios MRS y PE con deben incorporar los cargos del sistema, por lo que se determinarán conforme a las siguientes fórmulas:

Figura 4: Precios MRS con cargos del sistema

$$MRS_{i,n} = CMO_{i,n} + Csis_i$$

Donde:

CMO= Son los costos Marginales de Operación del Sistema en el nodo del trimestre calendario inmediatamente anterior al mes en que se efectúa el ajuste.

Csisi= Cargos del Sistema de traslado para los cargos por uso del sistema de transmisión, operación del sistema, servicios auxiliares y otros.

Intereses reconocidos por los cargos regionales.

Para el cálculo de los Intereses Reconocidos en concepto de pago de Cargos Regionales pagados por las distribuidoras, se aplicará la siguiente fórmula:

Figura 5: Intereses por cargos regionales por las distribuidoras.

$$IRC_{REG} = SMP * \frac{TA}{100} * \frac{FFin - FInicio}{365}$$

Siendo estos intereses Reconocidos en concepto de pago de Cargos regionales pagados por las distribuidoras.

Procedimiento de Información y Verificación de Precios Ajustados-Informe Trimestral.

A más tardar un día hábil antes de la entrada en vigencia del ajuste de precios, las distribuidoras deberán remitir a la SIGET los precios ajustados a aplicar y los antecedentes técnicos de este ajuste a efectos de constituir un respaldo de los

cálculos realizados. Estos antecedentes deberán remitirse en la forma de un informe técnico a denominar Informe de Ajuste Trimestral.

El Informe de Ajuste Trimestral deberá contener:

- a) Precios de energía, cargos de capacidad, vigentes en el trimestre inmediatamente anterior a la fecha en que se aplicará el ajuste, en contratos de libre concurrencia, especificados por cada contrato.
- b) Cargos del Sistema (Csis) pagados, asociados a los contratos de largo plazo.
- c) Energías horarias y capacidades comprometidas en los contratos señalados en la letra a) precedente, para el trimestre inmediatamente anterior a la fecha en que se aplicará el ajuste.
- d) Otra información indispensable para el cálculo del precio ajustado de la energía trimestral, tomando como respaldo el contenido del ICT emitido por la UT.
- e) Copia de los últimos comprobantes de los montos liquidados (US\$) no incluidos en el Informe anterior, que le fueron emitidos por los conceptos de regulación y servicio de operación del MER.
- f) Cálculo de los Intereses Reconocidos en concepto de pago por Cargos Regionales (IRCREG): Regulación y servicio de operación del MER.
- g) En caso que aplique, el cálculo del monto monetario pendiente de trasladar al usuario final por uso de información no definitiva.

Normas de Precios Ajustado de Tarifas de Energía Eléctrica a Usuarios finales.

La finalidad de la norma es definir el mecanismo para determinar el precio de la energía según las categorías tarifarias en función de los precios ajustados de energía por banda horaria.

Los precios ajustados de la energía PET (Precio de Energía Trimestral) corresponden a los patrones de consumo de los usuarios de una red de distribución considerados éstos en forma agregada. Las tarifas eléctricas a los usuarios finales, en cambio, deben considerar los patrones de consumo propios de las categorías tarifarias individualmente consideradas, puesto que tal como lo establece la Ley General de Electricidad, los precios de la energía eléctrica a los usuarios finales deberán estar acordes con el nivel de voltaje, estacionalidad y distribución horaria del uso de ésta.

Las categorías tarifarias al usuario final establecidas en los pliegos tarifarios vigentes son las siguientes:

a) Pequeña Demanda:

1. Uso Residencial:

Bloque 1: Primeros 99 kWh/mes.

Bloque 2: Consumo entre 100 kWh/mes y 199 kWh/mes .

Bloque 3: Consumo igual o superior a 200 kWh/mes.

3. Uso General.

4. Alumbrado Público.

b) Medianas Demandas:

1. Baja Tensión con medidor no horario.
2. Media Tensión con medidor no horario.
3. Baja Tensión con medidor horario.
4. Media Tensión con medidor horario.

c) Grandes Demandas

1. Baja Tensión con medidor horario.
2. Media Tensión con medidor horario.

Categorías con Medidor Horario en Baja Tensión

Se establecerá un cargo por energía eléctrica por bloque horario, que se determinará como el precio ajustado de la energía de cada bloque horario, incrementado por el producto de los factores de pérdidas de media y baja tensión, el coeficiente de transferencia intertarifas para el componente de energía y el coeficiente de transferencia intertarifas para el componente de pérdidas.

Categorías con Medidor Horario en Media Tensión.

Se establecerá un cargo por energía eléctrica por bloque horario, que se determinará como el precio ajustado de la energía de cada bloque horario, incrementado por el factor de pérdidas de media tensión, el coeficiente de transferencia intentaría para el componente de energía y el coeficiente de transferencia intentaría para el componente de pérdidas.

Categorías sin Medidor Horario.

Para cada una de estas categorías se determinará un solo cargo por energía eléctrica, el cual será calculado como un promedio ponderado de los precios ajustados de la energía de cada bloque horario, incrementado por el factor de pérdidas de Media Tensión, si la conexión es en media tensión, y por la multiplicación de los factores de pérdidas de Media y Baja Tensión, si la conexión es en Baja Tensión, el coeficiente de transferencia intentaría para el componente de energía y el coeficiente de transferencia intertarifas para el componente de pérdidas.

Publicación de las Tarifas de Energía Eléctrica.

La publicación de las tarifas a los usuarios finales basadas en los nuevos precios ajustados de la energía, previa revisión de SIGET, la realizará cada distribuidora a

más tardar el día de entrada en vigencia de dichos precios en un medio de prensa de alta circulación nacional.

2.7 Precios Aprobados para el Cargo por Energía 2015-2016.

2.7.1 Tarifas por cargo de energía para el año 2015.

Tabla 3: Tarifas vigentes para el Cargo por energía periodo 15 de enero al 14 de abril 2015.

Tarifas Vigentes para el cargo por energía para el suministro de energía eléctrica para usuarios finales	Periodo Vigencia							
	Desde	15/01/2015	Hasta	14/04/2015				
PEQUEÑA DEMANDA 0 < KW < 10	CAESS	DELSUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO
1er Bloque Residencial	0.171722	0.175614	0.176657	0.178429	0.178464	0.176347	0.161702	0.165753
2do Bloque Residencial	0.171680	0.175173	0.176590	0.177892	0.178682	0.173853	0.162180	0.164612
3er Bloque Residencial	0.171725	0.175042	0.176644	0.177653	0.178740	0.174010	0.162157	0.164138
Tarifa Uso General	0.172103	0.175334	0.176978	0.178775	0.179499	0.173272	0.162406	0.165138
Tarifa Alumbrado Público	0.142027	0.139282	0.134824	0.136090	0.131127	0.169867	0.159657	0.151506
MEDIANA DEMANDA 10 < KW < 50	CAESS	DELSUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO
Baja Tensión Med. De Potencia	0.171965	0.175680	0.177636	0.179448	0.180829	0.172258	0.162646	0.165774
Media Tensión Med. De Potencia	0.159465	0.160806	0.161507	0.159816	0.159537	0.160113	0.154596	0.154766
Baja Tensión Med. Horario								
Energía en Punta	0.172113	0.176770	0.176083	0.177922	0.177211	0.176095	0.165253	0.165099
Energía en Resto	0.173327	0.176946	0.179426	0.180944	0.182041	0.174470	0.162642	0.162203
Energía en Valle	0.165508	0.168220	0.168539	0.171656	0.171430	0.163909	0.154495	0.126669
Media Tensión Med. Horario								
Energía en Punta	0.159446	0.161815	0.160587	0.158653	0.157062	0.163433	0.157074	0.145917
Energía en Resto	0.160570	0.161977	0.163637	0.161348	0.161343	0.161924	0.154592	0.143358
Energía en Valle	0.153326	0.153989	0.153707	0.153066	0.151938	0.152122	0.146849	0.111952
GRANDES DEMANDAS Mayor a 50 KW	CAESS	DELSUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO
Baja Tensión Med. Horario								
Energía en Punta	0.172113	0.176770	0.176083	0.177922	0.177211	0.176095	0.165253	0.165099
Energía en Resto	0.173327	0.176946	0.179426	0.180944	0.182041	0.174470	0.162642	0.162203
Energía en Valle	0.165508	0.168220	0.168539	0.171656	0.171430	0.163909	0.154495	0.126669
Media Tensión Med. Horario								
Energía en Punta	0.159446	0.161815	0.160587	0.158653	0.157062	0.163433	0.157074	0.145917
Energía en Resto	0.160570	0.161977	0.163637	0.161348	0.161343	0.161924	0.154592	0.143358
Energía en Valle	0.153326	0.153989	0.153707	0.153066	0.151938	0.152122	0.146849	0.111952

Fuente: Pliego Tarifario por cargo de energía para el año 2015, SIGET (2015)

Tabla 4: Tarifas vigentes para el Cargo por energía periodo 15 de Abril al 14 de Julio 2015

Tarifas Vigentes para el cargo por energía para el suministro de energía eléctrica para usuarios finales	Periodo Vigencia							
	Desde 15/04/2015		Hasta 14/07/2015					
PEQUEÑA DEMANDA								
0 < 10 < KW	CAESS	DELSUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO
1er Bloque Residencial	0.138368	0.139686	0.139812	0.141538	0.143118	0.140539	0.130869	0.135122
2do Bloque Residencial	0.138393	0.139548	0.139829	0.141428	0.143323	0.138632	0.131019	0.134784
3er Bloque Residencial	0.138399	0.139508	0.139867	0.141368	0.143402	0.138702	0.131047	0.134648
Tarifa Uso General	0.138381	0.139501	0.140008	0.141748	0.143752	0.138465	0.130728	0.134966
Tarifa Alumbrado Público	0.116352	0.112430	0.107893	0.109192	0.106397	0.136893	0.130302	0.130768
MEDIANA DEMANDA								
10 < KW < 50	CAESS	DELSUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO
Baja Tensión Med. De Potencia	0.138405	0.139480	0.140309	0.141988	0.144343	0.137770	0.130715	0.135168
Media Tensión Med. De Potencia	0.128201	0.127680	0.127743	0.126559	0.127635	0.127310	0.124245	0.126318
Baja Tensión Med. Horario								
Energía en Punta	0.138126	0.140546	0.139183	0.140727	0.141322	0.138825	0.133216	0.130941
Energía en Resto	0.138352	0.139401	0.141125	0.142554	0.144945	0.138578	0.130711	0.130229
Energía en Valle	0.138958	0.138543	0.136762	0.139906	0.141615	0.135002	0.127806	0.119330
Media Tensión Med. Horario								
Energía en Punta	0.127960	0.128656	0.126935	0.125486	0.125254	0.128842	0.126622	0.115728
Energía en Resto	0.128169	0.127607	0.128706	0.127115	0.128465	0.128613	0.124241	0.115098
Energía en Valle	0.128731	0.126822	0.124727	0.124754	0.125514	0.125295	0.121480	0.105466
GRANDES DEMANDAS								
Mayor a 50 KW	CAESS	DELSUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO
Baja Tensión Med. Horario								
Energía en Punta	0.138126	0.140546	0.139183	0.140727	0.141322	0.138825	0.133216	0.130941
Energía en Resto	0.138352	0.139401	0.141125	0.142554	0.144945	0.138578	0.130711	0.130229
Energía en Valle	0.138958	0.138543	0.136762	0.139906	0.141615	0.135002	0.127806	0.119330
Media Tensión Med. Horario								
Energía en Punta	0.127960	0.128656	0.126935	0.125486	0.125254	0.128842	0.126622	0.115728
Energía en Resto	0.128169	0.127607	0.128706	0.127115	0.128465	0.128613	0.124241	0.115098
Energía en Valle	0.128731	0.126822	0.124727	0.124754	0.125514	0.125295	0.121480	0.105466

Fuente: Pliego Tarifario por cargo de energía para el año 2015, SIGET (2015)

Tabla 5: Tarifas vigentes para el Cargo por energía periodo 15 de Julio al 14 de Octubre 2015.

Tarifas Vigentes para el cargo por energía para el suministro de energía eléctrica para usuarios finales	Periodo Vigencia							
	Desde 15/07/2015		Hasta 14/10/2015					
PEQUEÑA DEMANDA 0 < KW < 10	CAESS	DELSUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO
1er Bloque Residencial	0.146572	0.147540	0.147769	0.148709	0.155577	0.137888	0.120400	0.147605
2do Bloque Residencial	0.146641	0.147507	0.147853	0.148672	0.155740	0.135971	0.120742	0.147314
3er Bloque Residencial	0.146670	0.147497	0.147924	0.148644	0.155807	0.136101	0.120685	0.147273
Tarifa Uso General	0.146699	0.147517	0.148112	0.148884	0.156025	0.135662	0.121334	0.148002
Tarifa Alumbrado Público	0.123101	0.118827	0.113794	0.115087	0.116226	0.133297	0.118845	0.141026
MEDIANA DEMANDA 10 < KW < 50	CAESS	DELSUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO
Baja Tensión Med. De Potencia	0.146742	0.147541	0.148540	0.149041	0.156386	0.134914	0.121610	0.148438
Media Tensión Med. De Potencia	0.135923	0.135058	0.135168	0.132874	0.138435	0.125121	0.115591	0.138672
Baja Tensión Med. Horario								
Energía en Punta	0.145911	0.147633	0.146413	0.147906	0.154039	0.136871	0.121486	0.141975
Energía en Resto	0.146880	0.147628	0.149704	0.149425	0.156775	0.136403	0.121611	0.144223
Energía en Valle	0.147021	0.147009	0.144240	0.147980	0.155240	0.129801	0.116184	0.126988
Media Tensión Med. Horario								
Energía en Punta	0.135172	0.135143	0.133529	0.131887	0.136525	0.127029	0.115473	0.125480
Energía en Resto	0.136069	0.135138	0.136530	0.133242	0.138950	0.126595	0.115591	0.127467
Energía en Valle	0.136200	0.134572	0.131546	0.131954	0.137589	0.120467	0.110433	0.112234
GRANDES DEMANDAS Mayor a 50 KW	CAESS	DELSUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO
Baja Tensión Med. Horario								
Energía en Punta	0.145911	0.147633	0.146413	0.147906	0.154039	0.136871	0.121486	0.141975
Energía en Resto	0.146880	0.147628	0.149704	0.149425	0.156775	0.136403	0.121611	0.144223
Energía en Valle	0.147021	0.147009	0.144240	0.147980	0.155240	0.129801	0.116184	0.126988
Media Tensión Med. Horario								
Energía en Punta	0.135172	0.135143	0.133529	0.131887	0.136525	0.127029	0.115473	0.125480
Energía en Resto	0.136069	0.135138	0.136530	0.133242	0.138950	0.126595	0.115591	0.127467
Energía en Valle	0.136200	0.134572	0.131546	0.131954	0.137589	0.120467	0.110433	0.112234

Fuente: Pliego Tarifario por cargo de energía para el año 2015, SIGET (2015)

Tabla 6: Tarifas vigentes para el Cargo por energía periodo 15 de Octubre de 2015 al 14 de Enero 2016.

Tarifas Vigentes para el cargo por energía para el suministro de energía eléctrica para usuarios finales	Periodo Vigencia							
	Desde	15/10/2015	Hasta	14/01/2016				
PEQUEÑA DEMANDA								
0 < KW < 10	CAESS	DELSUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO
1er Bloque Residencial	0.145819	0.147219	0.148909	0.149362	0.152252	0.151653	0.139141	0.154454
2do Bloque Residencial	0.145820	0.146870	0.148753	0.148875	0.152333	0.149462	0.139960	0.154001
3er Bloque Residencial	0.145864	0.146766	0.148776	0.148672	0.152341	0.149689	0.139799	0.153932
Tarifa Uso General	0.146142	0.146981	0.149103	0.149494	0.152822	0.148837	0.141620	0.155035
Tarifa Alumbrado Público	0.120932	0.116956	0.113096	0.114073	0.112326	0.144894	0.135371	0.144416
MEDIANA DEMANDA								
10 < KW < 50	CAESS	DELSUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO
Baja Tensión Med. De Potencia	0.146064	0.147234	0.149704	0.149970	0.153677	0.147896	0.142340	0.155694
Media Tensión Med. De Potencia	0.135416	0.134769	0.136059	0.133565	0.135717	0.137958	0.135295	0.145388
Baja Tensión Med. Horario								
Energía en Punta	0.145800	0.148216	0.149117	0.149834	0.152134	0.151916	0.140909	0.149195
Energía en Resto	0.147082	0.148157	0.151339	0.150989	0.154422	0.150663	0.142342	0.152488
Energía en Valle	0.141656	0.141561	0.140187	0.143533	0.146828	0.138080	0.129594	0.126219
Media Tensión Med. Horario								
Energía en Punta	0.135069	0.135677	0.135995	0.133607	0.134836	0.140992	0.133934	0.131861
Energía en Resto	0.136257	0.135623	0.138022	0.134637	0.136864	0.139830	0.135297	0.134771
Energía en Valle	0.131230	0.129585	0.127851	0.127988	0.130133	0.128151	0.123179	0.111554
GRANDES DEMANDAS								
Mayor a 50 KW	CAESS	DELSUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO
Baja Tensión Med. Horario								
Energía en Punta	0.145800	0.148216	0.149117	0.149834	0.152134	0.151916	0.140909	0.149195
Energía en Resto	0.147082	0.148157	0.151339	0.150989	0.154422	0.150663	0.142342	0.152488
Energía en Valle	0.141656	0.141561	0.140187	0.143533	0.146828	0.138080	0.129594	0.126219
Media Tensión Med. Horario								
Energía en Punta	0.135069	0.135677	0.135995	0.133607	0.134836	0.140992	0.133934	0.131861
Energía en Resto	0.136257	0.135623	0.138022	0.134637	0.136864	0.139830	0.135297	0.134771
Energía en Valle	0.131230	0.129585	0.127851	0.127988	0.130133	0.128151	0.123179	0.111554

Fuente: Pliego Tarifario por cargo de energía para el año 2015, SIGET (2016)

2.7.2 Tarifas por Cargo de Energía para el Año 2016.

Tabla 7: Tarifas vigentes para el Cargo por energía periodo 15 de Enero al 14 de Abril 2016

Tarifas Vigentes para el cargo por energía para el suministro de energía eléctrica para usuarios finales	Periodo Vigencia							
	Desde	15/01/2016	Hasta	14/04/2016				
PEQUEÑA DEMANDA								
0 < KW < 10	CAESS	DELSUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO
1er Bloque Residencial	0.171722	0.175614	0.176657	0.178429	0.178464	0.176347	0.161702	0.165753
2do Bloque Residencial	0.171680	0.175173	0.176590	0.177892	0.178682	0.173853	0.162180	0.164612
3er Bloque Residencial	0.171725	0.175042	0.176644	0.177653	0.178740	0.174010	0.162157	0.164138
Tarifa Uso General	0.172103	0.175334	0.176978	0.178775	0.179499	0.173272	0.162406	0.165138
Tarifa Alumbrado Público	0.142027	0.139282	0.134824	0.136090	0.131127	0.169867	0.159657	0.151506
MEDIANA DEMANDA								
10 < KW < 50	CAESS	DELSUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO
Baja Tensión Med. De Potencia	0.171965	0.175680	0.177636	0.179448	0.180829	0.172258	0.162646	0.165774
Media Tensión Med. De Potencia	0.159465	0.160806	0.161507	0.159816	0.159537	0.160113	0.154596	0.154766
Baja Tensión Med. Horario								
Energía en Punta	0.172113	0.176770	0.176083	0.177922	0.177211	0.176095	0.165253	0.165099
Energía en Resto	0.173327	0.176946	0.179426	0.180944	0.182041	0.174470	0.162642	0.162203
Energía en Valle	0.165508	0.168220	0.168539	0.171656	0.171430	0.163909	0.154495	0.126669
Media Tensión Med. Horario								
Energía en Punta	0.159446	0.161815	0.160587	0.158653	0.157062	0.163433	0.157074	0.145917
Energía en Resto	0.160570	0.161977	0.163637	0.161348	0.161343	0.161924	0.154592	0.143358
Energía en Valle	0.153326	0.153989	0.153707	0.153066	0.151938	0.152122	0.146849	0.111952
GRANDES DEMANDAS								
Mayor a 50 KW	CAESS	DELSUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO
Baja Tensión Med. Horario								
Energía en Punta	0.172113	0.176770	0.176083	0.177922	0.177211	0.176095	0.165253	0.165099
Energía en Resto	0.173327	0.176946	0.179426	0.180944	0.182041	0.174470	0.162642	0.162203
Energía en Valle	0.165508	0.168220	0.168539	0.171656	0.171430	0.163909	0.154495	0.126669
Media Tensión Med. Horario								
Energía en Punta	0.159446	0.161815	0.160587	0.158653	0.157062	0.163433	0.157074	0.145917
Energía en Resto	0.160570	0.161977	0.163637	0.161348	0.161343	0.161924	0.154592	0.143358
Energía en Valle	0.153326	0.153989	0.153707	0.153066	0.151938	0.152122	0.146849	0.111952

Fuente: Pliego Tarifario por cargo de energía para el año 2015, SIGET (2016)

Tabla 8: Tarifas vigentes para el Cargo por energía periodo 15 de Abril al 14 de Julio 2016.

Tarifas Vigentes para el cargo por energía para el suministro de energía eléctrica para usuarios finales	Periodo Vigencia							
	Desde	15/04/2016	Hasta	14/07/2016				
PEQUEÑA DEMANDA								
0 < KW < 10	CAESS	DELSUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO
1er Bloque Residencial	0.100443	0.101297	0.100216	0.100200	0.102175	0.102217	0.096235	0.076762
2do Bloque Residencial	0.100436	0.101153	0.100150	0.100111	0.102205	0.100813	0.096471	0.076584
3er Bloque Residencial	0.100440	0.101110	0.100146	0.100081	0.102215	0.100783	0.096431	0.076496
Tarifa Uso General	0.100477	0.101115	0.100228	0.100136	0.102299	0.100563	0.096881	0.076570
Tarifa Alumbrado Público	0.084125	0.081399	0.077393	0.077647	0.076388	0.099744	0.095165	0.075056
MEDIANA DEMANDA								
10 < KW < 50	CAESS	DELSUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO
Baja Tensión Med. De Potencia	0.100461	0.101108	0.100364	0.100158	0.102444	0.100041	0.097072	0.076621
Media Tensión Med. De Potencia	0.093084	0.092554	0.091420	0.089289	0.090718	0.092502	0.092267	0.071622
Baja Tensión Med. Horario								
Energía en Punta	0.100503	0.102139	0.100504	0.100733	0.101964	0.101888	0.096973	0.074426
Energía en Resto	0.100594	0.101081	0.100736	0.100180	0.102580	0.100330	0.097072	0.073457
Energía en Valle	0.099805	0.099964	0.097806	0.099289	0.101504	0.097859	0.093340	0.069347
Media Tensión Med. Horario								
Energía en Punta	0.093106	0.093498	0.091659	0.089824	0.090371	0.094562	0.092173	0.065779
Energía en Resto	0.093190	0.092529	0.091871	0.089331	0.090917	0.093115	0.092267	0.064923
Energía en Valle	0.092459	0.091507	0.089199	0.088536	0.089963	0.090822	0.088720	0.061290
GRANDES DEMANDAS								
Mayor a 50 KW	CAESS	DELSUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO
Baja Tensión Med. Horario								
Energía en Punta	0.100503	0.102139	0.100504	0.100733	0.101964	0.101888	0.096973	0.074426
Energía en Resto	0.100594	0.101081	0.100736	0.100180	0.102580	0.100330	0.097072	0.073457
Energía en Valle	0.099805	0.099964	0.097806	0.099289	0.101504	0.097859	0.093340	0.069347
Media Tensión Med. Horario								
Energía en Punta	0.093106	0.093498	0.091659	0.089824	0.090371	0.094562	0.092173	0.065779
Energía en Resto	0.093190	0.092529	0.091871	0.089331	0.090917	0.093115	0.092267	0.064923
Energía en Valle	0.092459	0.091507	0.089199	0.088536	0.089963	0.090822	0.088720	0.061290

Fuente: Pliego Tarifario por cargo de energía para el año 2015, SIGET (2016)

Tabla 9: Tarifas vigentes para el Cargo por energía periodo 15 de Julio al 14 de Octubre 2016.

Tarifas Vigentes para el cargo por energía para el suministro de energía eléctrica para usuarios finales	Periodo Vigencia							
	Desde	15/07/2016	Hasta	14/10/2016				
PEQUEÑA DEMANDA								
0 < 10 < KW	CAESS	DELSUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO
1er Bloque Residencial	0.110932	0.109509	0.111886	0.115753	0.111526	0.100077	0.087756	0.178722
2do Bloque Residencial	0.110809	0.109203	0.111690	0.115476	0.111404	0.098646	0.088074	0.178188
3er Bloque Residencial	0.110775	0.109112	0.111653	0.115388	0.111341	0.098584	0.088061	0.177883
Tarifa Uso General	0.110833	0.109155	0.111771	0.115483	0.111382	0.098145	0.088196	0.177858
Tarifa Alumbrado Público	0.092507	0.087513	0.085983	0.089437	0.083181	0.096981	0.086405	0.175113
MEDIANA DEMANDA								
10 < KW < 50	CAESS	DELSUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO
Baja Tensión Med. De Potencia	0.110725	0.109185	0.111921	0.115500	0.111483	0.097560	0.088349	0.177872
Media Tensión Med. De Potencia	0.102650	0.099945	0.101926	0.102927	0.098714	0.090650	0.083976	0.166283
Baja Tensión Med. Horario								
Energía en Punta	0.112116	0.111134	0.113147	0.117784	0.113025	0.101266	0.090206	0.174415
Energía en Resto	0.110884	0.109287	0.112331	0.115436	0.111495	0.098124	0.088346	0.169959
Energía en Valle	0.108461	0.106276	0.107545	0.113038	0.108902	0.093219	0.082914	0.161817
Media Tensión Med. Horario								
Energía en Punta	0.103864	0.101732	0.103190	0.105028	0.100174	0.093984	0.085741	0.154151
Energía en Resto	0.102723	0.100041	0.102446	0.102934	0.098818	0.091068	0.083974	0.150212
Energía en Valle	0.100478	0.097285	0.098081	0.100796	0.096520	0.086516	0.078810	0.143016
GRANDES DEMANDAS								
Mayor a 50 KW	CAESS	DELSUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO
Baja Tensión Med. Horario								
Energía en Punta	0.112116	0.111134	0.113147	0.117784	0.113025	0.101266	0.090206	0.174415
Energía en Resto	0.110884	0.109287	0.112331	0.115436	0.111495	0.098124	0.088346	0.169959
Energía en Valle	0.108461	0.106276	0.107545	0.113038	0.108902	0.093219	0.082914	0.161817
Media Tensión Med. Horario								
Energía en Punta	0.103864	0.101732	0.103190	0.105028	0.100174	0.093984	0.085741	0.154151
Energía en Resto	0.102723	0.100041	0.102446	0.102934	0.098818	0.091068	0.083974	0.150212
Energía en Valle	0.100478	0.097285	0.098081	0.100796	0.096520	0.086516	0.078810	0.143016

Fuente: Pliego Tarifario por cargo de energía para el año 2015, SIGET (2016)

Tabla 10: Tarifas vigentes para el Cargo por energía periodo 15 de Octubre al 31 de Diciembre 2016.

Tarifas Vigentes para el cargo por energía para el suministro de energía eléctrica para usuarios finales	Periodo Vigencia							
	Desde 15/10/2016		Hasta 31/12/2016					
PEQUEÑA DEMANDA 0 < 10 < KW	CAESS	DELSUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO
1er Bloque Residencial	0.119677	0.122373	0.122392	0.122773	0.123301	0.122135	0.111500	0.113873
2do Bloque Residencial	0.119623	0.122107	0.122267	0.122473	0.123292	0.120429	0.111824	0.113552
3er Bloque Residencial	0.119620	0.122027	0.122263	0.122368	0.123277	0.120514	0.111783	0.113405
Tarifa Uso General	0.119728	0.122117	0.122427	0.122610	0.123458	0.120101	0.112246	0.113604
Tarifa Alumbrado Público	0.099762	0.097722	0.093885	0.094615	0.091698	0.118110	0.110054	0.110372
MEDIANA DEMANDA 10 < KW < 50	CAESS	DELSUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO
Baja Tensión Med. De Potencia	0.119657	0.122212	0.122706	0.122723	0.123790	0.119430	0.112474	0.113736
Media Tensión Med. De Potencia	0.110913	0.111869	0.111680	0.109353	0.109515	0.110796	0.106907	0.106296
Baja Tensión Med. Horario								
Energía en Punta	0.120201	0.123520	0.122895	0.124311	0.123707	0.121611	0.113004	0.110708
Energía en Resto	0.120027	0.122555	0.123465	0.122896	0.124055	0.120651	0.112473	0.109377
Energía en Valle	0.117349	0.118934	0.117619	0.119608	0.120605	0.114770	0.107192	0.100788
Media Tensión Med. Horario								
Energía en Punta	0.111354	0.113070	0.112080	0.110848	0.109642	0.112866	0.107411	0.097845
Energía en Resto	0.111193	0.112187	0.112600	0.109586	0.109950	0.111976	0.106906	0.096669
Energía en Valle	0.108712	0.108872	0.107269	0.106655	0.106892	0.106517	0.101886	0.089078
GRANDES DEMANDAS Mayor a 50 KW	CAESS	DELSUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO
Baja Tensión Med. Horario								
Energía en Punta	0.120201	0.123520	0.122895	0.124311	0.123707	0.121611	0.113004	0.110708
Energía en Resto	0.120027	0.122555	0.123465	0.122896	0.124055	0.120651	0.112473	0.109377
Energía en Valle	0.117349	0.118934	0.117619	0.119608	0.120605	0.114770	0.107192	0.100788
Media Tensión Med. Horario								
Energía en Punta	0.111354	0.113070	0.112080	0.110848	0.109642	0.112866	0.107411	0.097845
Energía en Resto	0.111193	0.112187	0.112600	0.109586	0.109950	0.111976	0.106906	0.096669
Energía en Valle	0.108712	0.108872	0.107269	0.106655	0.106892	0.106517	0.101886	0.089078

Fuente: Pliego Tarifario por cargo de energía para el año 2015, SIGET (2016)

2.8 Manejo de las Cuentas por Cobrar por las Distribuidoras.

2.8.1 Cuentas por Cobrar.

En cualquier empresa se definen ciertos criterios de validación para otorgar financiamiento a un cliente, siendo algunos de las más generales evaluaciones de crédito, referencias, periodos promedio de pago y ciertos índices financieros que ofrecen una base cuantitativa para establecer y hacer cumplir los estándares de crédito resguardando y gestionando el riesgo de crédito en las cuentas por cobrar.

Para el caso de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, casi el total de sus ventas son al crédito, ya que el ciclo normal de procesamiento de la venta incluye las siguientes etapas:

Contratación Del Servicio De Energía Eléctrica: Consiste en la celebración de un contrato de adhesión definido por el Art. 1 de términos y condiciones del pliego tarifario vigente como:

"Es el documento hecho en formulario pre-elaborado, que suscribe un usuario a propuesta de un comercializador o distribuidor y que debe contener condiciones apegadas a este pliego tarifario, el cual debe ser firmado en duplicado y el operador deberá entregar un original al usuario final. El modelo de este contrato para cada Distribuidora deberá ser revisado por la SIGET en el mes de enero de cada año o cuando se modifique."

El trámite de contratación de energía vincula un costo por el servicio a base de precios regulados por SIGET, dicho costo debe ser cancelado por el usuario bajo una forma de venta al contado o al crédito; siendo como plazo máximo de pago un financiamiento de 12 cuotas siendo no sujetas a intereses.

Trámites Comerciales De Reconexión: Adicionalmente al trámite de contratación del servicio pueden surgir diversos trámites entre el usuario final y la distribuidora, los cuales en esencia están amparados por normativa para las opciones de facturación al contado o al crédito.

Art.13, inciso 4 de Términos y condiciones del pliego tarifario:

"El Distribuidor deberá proporcionar al usuario final facilidades financieras para el pago de las extensiones de líneas de distribución solicitadas, cuando éstas corran por cuenta de dicho usuario final, así como para el pago de los costos de conexión y reconexión de los servicios eléctricos. En todo caso, el financiamiento deberá ser de hasta doce cuotas mensuales, iguales y sucesivas, sin intereses."

Facturación Mensual De Consumo De Energía: Siendo una de las principales actividades de las distribuidoras la facturación de los consumos mensuales de energía registrados por un aparato medidor, los cuales serán procesados por precios aprobados por SIGET bajo el pliego tarifario vigente a la fecha de facturación; siendo los cargos regulados: cargo por comercialización, cargo por

energía, cargo por distribución, tasa municipal por poste y otras que sean autorizadas por normativa del regulador.

El total de la venta mensual de consumos es tratada como una cuenta por cobrar por parte de la distribuidora, he aquí la razón por la cual este tema es considerado como gestión vital para este tipo de empresas.

Cuentas Por Cobrar Diversas: Las empresas distribuidoras adicionalmente al tema de la facturación mensual manejan cuentas por cobrar con otras entidades, siendo uno de los casos más representativos en cuanto a flujos de efectivo, la cuenta por cobrar de "*Subsidios por energía*"; esta gestión se realiza directamente con el Gobierno Central de El Salvador a través del organismo FINET (Fondo de Inversión Nacional en Energía y Telecomunicaciones). Es importante mencionar que esta cuenta por cobrar no implica pago de intereses por atrasos de cancelaciones a las distribuidoras, así como normativa relacionada a una forma de gestión en particular.

Tratamiento de Cuentas por Cobrar bajo Normativa.

El regulador autoriza algunas opciones de tratamiento de las cuentas por cobrar, las cuales deberán ser ejecutadas por la distribuidora con el fin de gestionar y ejecutar de manera regulatoria acciones para administrar su análisis de recaudación de la facturación mensual.

Las opciones determinadas por normativa se encuentran detalladas en términos y condiciones del pliego tarifario, entre ellas:

1. Desconexión del servicio por falta de pago: Esta acción puede ser ejecutada por la distribuidora al momento que un usuario no realice el pago de su factura y con ello acumule dos periodos de facturación pendientes de cancelar, debiendo estar vencidos a la fecha que le indico la empresa.

"Art. 19.- El Distribuidor podrá desconectar a un usuario final, solamente en los siguientes casos:

- a) Cuando estén pendientes de pago los documentos de cobro de dos o más meses, relacionados con el suministro de energía eléctrica;
- b) A solicitud de los comercializadores, cuando el usuario final tenga pendiente pagos de dos o más meses, relacionados con el suministro de energía eléctrica;
- c) Cuando el usuario final se conecte sin contar con la autorización del Distribuidor, o cuando el usuario final incumpla las condiciones contractuales indicadas en el artículo 6 de este pliego;
- d) Cuando las instalaciones del usuario final pongan en peligro la seguridad de las personas o bienes, sean éstos propiedad del Distribuidor, del usuario final o de terceros; y,

e) Cuando el usuario final niegue el acceso del operador a las instalaciones internas que aquel haya efectuado para el suministro."

De igual forma la normativa permite que la mora de un cliente pueda acumularse hasta por un total de 8 meses, en este caso el tratamiento se denomina "Corte definitivo del servicio."

"Art. 21.- Un corte definitivo del suministro implicará el retiro de la acometida y del equipo de medición, y podrá realizarse en los siguientes casos:

- a) A solicitud del usuario final;
- b) A solicitud del propietario del inmueble, sin perjuicio de lo establecido en el artículo 11 de la Ley de Inquilinato;
- c) Cuando el Distribuidor hubiese suspendido el suministro por las situaciones previstas en el artículo 19 de este pliego, y si transcurridos seis meses desde la fecha de la suspensión, el usuario final no hubiere solicitado la reconexión del mismo; y,
- d) Cuando el Distribuidor hubiese suspendido el suministro por las situaciones previstas en el artículo 19 de este pliego, y el usuario final se conecta nuevamente, sin autorización, y sin haber solventado las causas que motivaron la suspensión."¹¹

¹¹ (SIGET, Pliego tarifario del suministro de energía eléctrica, SIGET, 2015-2017)

Actividades Adicionales de Gestión de la Cobranza.

Existe un costo relacionado con el manejo de cuentas por cobrar para este tipo de empresas cuyos flujos literalmente se manejan casi al 100% al crédito, ya que mientras más alto sea el promedio de cuentas por cobrar de la empresa, más costoso será su manejo y viceversa. Siendo una de las variantes peculiares para las empresas distribuidoras el costo del manejo de cuentas por cobrar, el cual debe incluirse en el estudio quinquenal de las tarifas de cargo de comercialización y de distribución.

Uno de los costos que puede incluirse en el manejo de las cuentas por cobrar es el estudio y establecimiento de estándares de calificación de riesgo para los usuarios, ya que la normativa permite solicitar una garantía o fianza al usuario que solicite el servicio de energía, cuyo monto permitirá contar con un respaldo ante una posible falta de pago.

Otro costo que puede incluirse en el tema de manejo de la cobranza es la gestión del seguimiento de recuperación de mora mediante oficinas legales de seguimiento.

2.8.2 Costo de Oportunidad de la Cobranza Regulada.

En este apartado se pretende demostrar la diferencia numérica entre las tasas de interés determinadas por normativa para la gestión de la cobranza y las tasas disponibles en el mercado para temas de inversión en proyectos o depósitos a plazo.

Tasas de interés por mora: La normativa establecida por SIGET permite aplicar como base la tasa de interés promedio ponderada mensual para préstamos de hasta un (1) año plazo, publicada por el Banco Central de Reserva de El Salvador, más cinco puntos; todo esto para cargo mensual a los clientes que no realicen su pago antes o en el día de vencimiento de su factura, así como los clientes que acumulen más de 2 meses en mora.

El nivel de comparación para esta actividad regulada radica en el hecho de evaluar las tasas de interés acordadas en los contratos de compra de energía, ya que es muy considerable que las mismas superen el nivel promedio de tasas de préstamos a un año.

Tasas de interés por falta de pago de subsidios: La normativa establecida por SIGET y por el gobierno en relación al tema de pago de subsidios no incorpora la aplicación de tasas de interés acumuladas en las cantidades no canceladas por el

gobierno en relación al atraso en el pago de dichos montos, dejando de percibir las distribuidoras montos importantes que afectan los flujos de efectivo.

Podemos identificar el costo en que incurren las empresas para financiar la operatividad de las actividades del sector a causa del impago de parte del gobierno en relación al subsidio, dicha consecuencia se refleja en el costo de oportunidad de utilización de dichos fondos para proyectos de expansión de redes o pago a los generadores de energía.

Al contar con estos ingresos se podrían invertir en otras fuentes generadoras de beneficios como un depósito a plazo bancario, los cuales según datos del BCR (Banco Central de Reserva), se encuentran pagando tasas de interés de 4.68% en promedio.

2.9 Composición de la Matriz Energética Salvadoreña.

2.9.1 Capacidad Instalada de Generación en El Salvador.

En 2013 se introdujeron los procesos de licitación de contratos de largo plazo, como parte de los cambios regulatorios implementados por el gobierno, los cuales son instrumentos que permitirán estabilizar las tarifas de los usuarios finales dentro de un mercado basado en costos de producción.

Tabla 11: Capacidad Instalada 2014 2015

Capacidad Instalada (MW)	2014	2015	Variación %
Potencia Hidráulica	472.6	472.6	-
Potencia Geotérmica	204.4	204.4	-
Potencia Térmica	886.1	952	7.4
TOTAL :	1,563.10	1,629.00	4.2

Fuente Boletín de Estadísticas Eléctricas No. 17 Septiembre 2016

Según el informe del sector eléctrico de El Salvador elaborado en el primer trimestre de 2016, el crecimiento total de la capacidad instalada ha sido del 4.2% en la relación del 2014 a 2015 la cual incrementa el costo de la energía eléctrica.

En el Salvador, la principal fuente de generación la constituye la generación térmica; no obstante, actualmente existen proyectos a implementarse en el corto y mediano plazo, con el objetivo de diversificar la matriz energética y aumentar la participación de recursos hidroeléctricos, geotérmicos y biomasa.

Dentro de las pequeñas centrales de biogás se tiene un 6.68 MW, el cual representa un 15.80% representando de toda la capacidad, el cual en su gran mayoría es por AES Nejapa.

Dentro de la capacidad instalada del 2015 podemos identificar que se generan 42.3 MW, la cual está compuesta en su mayoría por pequeñas centrales hidroeléctricas la cual representa un mayor costo de energía.

Cabe precisar que, en los últimos años, no se han realizado proyectos importantes que contribuyan al aumento de la capacidad instalada, observándose así un lento crecimiento.

2.9.2 Estructura de la Matriz de Generación Energética.

En El Salvador, la principal fuente de generación la constituye la térmica, para contar con más información sobre la matriz de generación energética del año 2015 y 2016, se definirán los siguientes aspectos:

1. Composición de la inyección de energía por recurso
2. Tendencias de Consumo de energía per cápita.

Composición de la Inyección de Energía por Recurso.

El mercado eléctrico salvadoreño presenta la mayor inyección de energía a la red nacional a través de la generación térmica, lo cual representó durante el ejercicio de 2015 el 45.6% en promedio mensual. En segundo lugar, se ubicó la generación hidroeléctrica, cuyo promedio mensual fue del 28.5%, siguiendo en ese orden la generación de Biomasa con 13.6% impulsada principalmente por importantes Ingenios Azucareros y finalmente una relevante cuota de energía geotérmica que en promedio resultó del 12.3%.

Durante 2015, el promedio mensual de inyección eléctrica fue de 540.52 MWh, siendo la generación térmica la que mayor importancia representó durante todo el año, a excepción de la época lluviosa en la que cobra mayor relevancia la generación hidroeléctrica.

La inyección de energía tanto hidroeléctrica como térmica muestra un comportamiento cíclico durante la estación lluviosa que generalmente se acentúa entre los meses de julio – octubre de cada año, no obstante, durante 2015 se registró un período de sequía explicado por la presencia del fenómeno del niño, por lo que la época lluviosa fue de agosto a noviembre. La inyección hidroeléctrica incrementó considerablemente el porcentaje de participación de dicho recurso por la abundancia de agua concentrada en las principales presas, mientras que la generación térmica muestra una reducción importante dada la mayor inyección por el otro tipo de recurso.

Contrario al comportamiento de los dos principales recursos, la generación de energía geotérmica se mantiene constante, dependiendo directamente del nivel de inversión de capital que se realice para el mantenimiento o ampliación de las centrales geotérmicas.

En términos de gigavatios/ hora, el volumen inyectado a la red nacional mostró durante 2015 un incremento del 1.6%, totalizando 6,486 GWh al cierre del año (6381 GWh en 2014); explicado principalmente por el crecimiento de la

inyección térmica. Asimismo, las necesidades de energía se suplieron con las importaciones, derivado de la menor inyección de recurso hídrico producto del período de sequía durante 2015. Cabe resaltar, que al comparar el acumulado a julio de 2016 con julio de 2015, la inyección relativa por recurso es relativamente similar a la observada en 2014 y 2015.

Tendencias de Consumo de energía per cápita.

El mayor consumo de electricidad se debe no solamente al crecimiento natural de la población, sino también al hecho de que cada habitante utiliza cada vez más energía, como también el incremento de las fuentes productivas de los y las salvadoreños; sin dejar de lado el desarrollo y crecimiento de las energías a base de recursos renovables.

La tendencia creciente del consumo per cápita de energía en los últimos años se muestra en la tabla No 12.

Tasa de Crecimiento de la Demanda de Energía.

Durante el año 2014 hubo una tendencia estándar de la demanda de energía eléctrica manteniéndose en un promedio de 1.59% ya durante el 2015 se destaca un incremento del segundo semestre del año, ya en el primer semestre del 2016 hay un incremento en las tendencias de consumo de la demanda de energía en relación con los años anteriores.

Tabla 12: Tendencia Creciente del Consumo per-cápita de Energía.

Mes/Año	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Enero	3.5	3.3	5.7	8.6	2.9	4.1	-0.1	3.1	1.9	2.4	1.6	1.4	3.9
Febrero	3.5	3.1	6.3	8.2	3.4	3.3	0.3	2.9	2.1	1.8	1.8	1.3	4.2
Marzo	3	3	7	7.5	3.2	3.8	0.2	2.6	2.1	1.4	2.6	0.9	4
Abril	2.7	3.9	6.4	7.4	3.8	2.7	1	2	2.1	2.5	1.5	1.4	4.1
Mayo	2.4	4.2	6.9	6.7	3.8	2	1.9	1.8	1.7	2.8	1.3	1.7	4
Junio	2.5	4.4	7	6.4	3.8	1.7	2.1	2	1.5	2.8	1.4	2	3.5
Julio	2.4	4.9	7.2	5.9	3.7	1.3	2.2	2.1	1.5	2.8	1.7	1.7	3
Agosto	2.9	4.9	7.5	5.2	4	0.9	2.5	2.2	1.5	2.7	1.7	2.1	2.4
Septiembre	2.9	5.2	7.7	4.7	4.3	0.4	2.7	2.2	1.6	2.5	1.7	2.5	1.8
Octubre	2.9	5.1	8.8	3.6	4.4	0.4	2.6	1.7	2.5	1.9	1.5	3	1.5
Noviembre	2.8	5.1	9.1	3.3	4	0.5	2.8	1.6	2.5	2	1.2	3.5	1.1
Diciembre	3.3	5.1	9.2	3	4.1	0.4	2.5	2.1	2.2	2	1.1	4	0.6

Fuente: Boletín estadístico, SIGET (2016)

Tabla 13: Demanda Máxima Mensual al 2014 y al 2015

Fecha	Ene	Feb	Mar	Apr	May.	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
2014 Día	29	24	26	8	20	12	21	18	3	3	19	1
2014 Hora	14:00	14:30	14:30	14:30	11:30	13:30	14:30	14:30	14:30	11:30	14:00	14:00
2014 MW	933	973	1007	1031	999	1007	1035	999	965	990	958	930
2015 Día	15	24	12	29	13	24	6	25	17	8	24	15
2015 Hora	14:30	14:30	14:30	14:30	14:30	11:30	14:30	14:30	14:30	14:30	14:30	14:30
2015 MW	960	1001	1029	1089	1066	1067	1063	1063	1027	1012	998	984
Var. %	2.9%	2.9%	2.2%	5.6%	6.7%	6.0%	2.7%	6.4%	6.4%	2.2%	4.2%	5.8%

Fuente: Unidad de Transacciones (2015)

La demanda máxima mensual al 2014 y al 2015 de energía en el Mercado Eléctrico Mayorista, durante el año 2015 fue 6,310.5 GWh, observando un crecimiento de 3.3% respecto al volumen de 6,109.9 GWh reportado en el 2014, las transacciones en este mercado se realizan bajo la modalidad de contratos o en el MRS. El mercado MRS tiene por objeto equilibrar la oferta y la demanda de energía y los Contratos de Libre Concurrencia tienen por objeto disminuir la

volatilidad de los precios de la energía por la variación del precio de las fuentes energéticas utilizadas para su generación.

Evolución del Precio por MWh

El precio promedio ponderado anual de la energía demandada en el Mercado Regulador del Sistema (MRS) para el año 2015 según cifras publicadas por la Unidad de Transacciones, reflejó un valor de US\$105.03 MWh, observando una disminución del 36.2% de comparar con 2014 (US\$165.03 MWh). El precio máximo observado en 2015 fue de US\$131.7 MWh (189.8 MWh en 2014) y el precio mínimo fue de US\$70.2 MWh (US\$127.1 MWh en 2014).

La tendencia en el precio de megavatios/hora ha sido de disminución, producto de la caída de los costos de generación de energía en línea con la baja de los precios internacionales del petróleo, que constituye el principal insumo para la generación termoeléctrica. Asimismo, se observa un menor precio en los meses de agosto a diciembre, que coincide con la época lluviosa en la que se explota la generación hidroeléctrica.

Cabe precisar, que el precio del petróleo ha experimentado una disminución drástica desde la mitad del año 2014, cuando reportaba precios por arriba de US\$100/bbl.

2.9.3 Plan de Expansión de la Matriz Energética de El Salvador.

El Sector Eléctrico Salvadoreño, se encuentra en un entorno dinámico ante los temas de precios de combustibles, el crecimiento de la demanda, actualización de las fechas para desarrollar nuevos proyectos, entre otros, considerando dicho entorno, es necesario realizar actualizaciones periódicas al Plan Indicativo de la Expansión de la Generación.

Dicho plan incluye una proyección de demanda de energía eléctrica que se espera tener en el periodo 2013 a 2026, dicha proyección se encuentra basada en el crecimiento anual que se ha tenido durante los últimos años.

En el corto plazo la prioridad a asegurar el abastecimiento, considerando las nuevas fechas de las inversiones en proyectos geotérmicos e hidráulicos; mientras que en el largo plazo busca asegurar el abastecimiento a costos razonables, cumpliendo con la Política Energética Nacional según los siguientes puntos:

1. Diversificación de fuentes, contribuyendo al establecimiento de una nueva configuración de la matriz energética fundamentada en el desarrollo sostenible y en la adecuada integración con otros sectores claves de la vida nacional.
2. Reducir la dependencia de los precios del petróleo.

3. Impulso de los recursos renovables.
4. Integración regional.
5. Se realizó una proyección de demanda de energía eléctrica que se espera tener en el periodo 2013-2026, dicha proyección se encuentra basada en el crecimiento anual que se ha tenido durante los últimos años, en este caso no se toma como variable dependiente el Producto Interno Bruto (PIB) y su proyección, pues dicha variable se trabajó en el plan indicativo original y de la cual ya se tienen resultados, lo que más bien se pretende es proyectar el crecimiento de la demanda en base a los crecimientos que históricamente se han tenido durante los últimos años.

Para el año 2012, se estimó un crecimiento del 2.1% que es igual al crecimiento medio de los primeros meses del año 2012. Para los años 2013 al 2014 se estimó un crecimiento de 3.6% sostenido en el tiempo, este valor equivale al promedio en crecimiento de energía que El Salvador ha tenido desde el año 2000.

2.10 Costo Financiero del Retraso del Pago de Subsidio.

Los problemas financieros del Gobierno Central causaron para el año 2017 problemas de liquidez en las distribuidoras de energía eléctrica debido al retraso del pago del subsidio, siendo una cantidad cercana a US\$54 millones de dólares

de Junio a Diciembre 2016; causando un efecto directo en las líneas de crédito de las distribuidoras.

Este pago se logró después de que el Gobierno colocó \$650 millones en bonos en el mercado internacional, valga mencionar que dicha emisión se hizo con tasas de interés altas debido a la calificación crediticia del país y su degradación debido a los efectos de iliquidez.

Según nota publicada por la revista digital "E&N, Estrategiaynegocios.net en fecha 11 de Enero del 2017:

"Sólo AES adeuda US\$35,8 millones de julio a diciembre a los generadores eléctricos. Pero en la cadena de producción de electricidad también hay obligaciones financieras con los comercializadores de energía y con los importadores de energía."

En diciembre, la Asociación Salvadoreña de Industriales (ASI) criticó que la cadena de deudas puede provocar un "rompimiento total de la cadena de pago". En el peor de los casos, puede provocar apagones. "La situación puede desencadenar la indisponibilidad forzada de las empresas de generación de energía eléctrica térmica ante el impedimento de compra de combustibles. En el peor de los casos puede provocar racionamientos." ASI dijo que esto puede provocar un golpe al sector productivo nacional.

Actualmente el gobierno está otorgando en razón de subsidios cerca de US\$3.5 millones por mes; dada la situación de iliquidez del mismo, la deuda con las distribuidoras se encuentra vigente desde Enero hasta Septiembre 2017, acumulando millones de dólares.

Según las comercializadoras, la importación de energía ha llegado a suplir 25 % de la demanda del país. Al comprar energía más barata a otros países de la región, baja el costo promedio de esta y se logran reducciones en la tarifa para el consumidor final.

Según la publicación de la prensa gráfica en su entrevista con Juan Ceavega, gerente de energía de la Asociación Salvadoreña de Industriales y director en la Unidad de Transacciones efectuada el 7 de Agosto de 2017 mencionó que la deuda del Gobierno con las distribuidoras de energía eléctrica por el subsidio residencial ya ronda los \$33 millones, lo que ha agravado los retrasos en la cadena de pagos del mercado eléctrico.

En las peticiones que ambas empresas han hecho, argumentan que además de la deuda correspondiente a 2017, hay un monto de \$447,789.34 que no se pagó el año pasado, cuando el Gobierno acumuló un retraso de seis meses y tuvo que recurrir a una emisión de bonos para poder cancelar, pero no se honró todo el saldo. De hecho, este monto no incluye a ETESAL. En total son alrededor de \$600,000 lo que quedó pendiente de 2016.

2.11 Mercado Mayorista de Energía.

2.11.1 Concepto y origen del Mercado Mayorista.

El Mercado Mayorista de Energía es la parte del sector eléctrico del país que está compuesto por distintos agentes los cuales conjuntamente integran, pudiendo ser de características públicas o privadas y que tienen funciones específicas en un mercado regido por normas determinadas por el Concejo Nacional de Energía y por SIGET.

Los Mercados Mayoristas iniciaron operaciones en El Salvador a fines de 1997 con la promulgación de la Ley General de Electricidad (LGE) y la Ley General de Creación de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET). Los principales objetivos de esta regulación eran mejorar la eficiencia del sistema mediante la atracción de la inversión privada ofreciendo un mercado competitivo y descentralizado donde los agentes tuvieran la máxima libertad de acción posible.

2.11.2 Funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía.

El Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP) según Decreto Legislativo número 138 Tomo No.392, de fecha viernes 22 de julio de 2011, contiene las normas y procedimientos para la operación del sistema de transmisión y para la administración de las transacciones del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica

de El Salvador considerando las transacciones con el Mercado Eléctrico Regional (MER).

La UT operará el sistema de transmisión mantiene la seguridad y calidad requerida de acuerdo con las normas y procedimientos definidos en el ROBCP y la respectiva regulación regional.

Cada Participante del Mercado tiene la obligación de cumplir todas las instrucciones que dicte la UT, salvo motivos debidamente justificados de fuerza mayor o riesgo para la seguridad de instalaciones o personas que serán verificadas por la UT.

Participantes del Mercado.

Participante del Mercado (PM), es todo aquel operador o usuario final que cumpliendo con los requisitos de la Ley realiza transacciones comerciales a través de la Unidad de Transacciones en el Mercado Mayorista; los participantes del mercado se clasifican de la siguiente manera:

PM Distribuidor: Participante del Mercado que posee (no necesariamente en propiedad) y opera instalaciones de distribución cuya finalidad es la entrega de energía eléctrica en redes de bajo voltaje y cuyos pliegos tarifarios a usuarios finales son aprobados por la SIGET.

PM Generador: Participante del Mercado que posee una o más centrales de producción de energía eléctrica que comercializa su producción en forma total o parcial.

PM Intermediario: Es aquel PM cuyas redes de distribución utiliza un comercializador para efectuar sus transacciones, fuera de la red de transmisión.

PM Comercializador: Participante del Mercado que compra la energía eléctrica a otros operadores con el objeto de revenderla.

PM Transmisor: Participante del Mercado que es una empresa transmisora que posee instalaciones destinadas al transporte de energía eléctrica en redes de alto voltaje y comercializa sus servicios.

Instituciones Reguladoras del Mercado Mayorista Regional (MER).

Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional (CD-MER).

Este es el organismo encargado de facilitar la interrelación con el resto de organismos que integran el MER.

Está conformado por los Ministros de Energía de los países centroamericanos y en El Salvador corresponde al Consejo Nacional de Energía (CNE) representar al país en el CD-MER, a través del Secretario Ejecutivo.

Ente Operador Regional (EOR).

El EOR es un organismo encargado de administrar y operar técnica y comercialmente las transacciones de energía en el MER. Es el responsable de asegurar que la operación y el despacho regional de la energía se realice alcanzando niveles adecuados de seguridad, calidad y confianza.

Comisión Reguladora de la Interconexión Eléctrica (CRIE)

La CRIE es el organismo regulador del MER, encargado de aprobar y dictaminar las normativas, establecer sanciones, entre otras funciones.

Empresa Propietaria de la Red (EPR)

La EPR es una empresa privada conformada por entes públicos de cada país, quienes son accionistas propietarios de la línea SIEPAC, con el fin de desarrollar, diseñar, financiar, construir y mantener dicha línea.

2.11.3 Tipos de Mercados de Compras.

El esquema de regulación del ROBCP establece dos segmentos para el mercado mayorista: el mercado de contratos y el mercado regulador del sistema o MRS. El mercado de contratos que se basaría por el despacho programado basado en contratos bilaterales entre generadores y distribuidores. Por otro lado, el mercado MRS que sería un mercado de ocasión regido por la oferta y la demanda y que

complementaria el total de transacciones en el mercado como (Reserva rodante primaria, control automático de generación, potencia reactiva, arranque en cero voltaje y reserva fría).

Mercado de Contratos.

El mercado de contratos nacional define la forma en que los participantes del mercado deberán proporcionar a la UT información sobre los contratos concertados, establecer el procedimiento para que la UT valide las transacciones bilaterales informadas, así como el tratamiento de las desviaciones a dichas transacciones, con el propósito de determinar los saldos a liquidar en el MRS, resultantes de las diferencias entre los compromisos comerciales y las inyecciones y retiros reales.

Los contratos de libre competencia o contratos de largo plazo son aquéllos que se adjudican y suscriben a través de procesos de libre competencia o procedimientos licitatorios supervisados por la SIGET mediante el cual una distribuidora efectúa una convocatoria pública, transparente y no discriminatoria a todo oferente interesado en que se le adjudique el suministro de potencia y energía. La curva de suministro de estos contratos es estandarizada e implican un compromiso de capacidad firme.

Entre las obligaciones de los participantes del mercado se incluye el informe a la UT de las transacciones bilaterales que resultan de sus contratos, de acuerdo a

los procedimientos, formatos y plazos que se definen en el Anexo Transacciones del Mercado del ROBCP.

Las transacciones bilaterales constituyen un compromiso financiero entre un PM que inyecta y un PM que retira se informan con el objeto de determinar las transacciones económicas en el MRS, pero no tienen ningún efecto en la determinación del despacho del sistema.

Desviaciones de Transacciones Bilaterales.

En la operación en tiempo real, la administración de esta y las situaciones imprevistas y contingencias pueden llevar a un PM a una inyección o retiro en un nodo, según corresponda, diferente de la energía comprometida en transacciones bilaterales.

Participante del Mercado de Contratos "comprador".

Un PM que resulte en un intervalo de Mercado inyectando una energía inferior a la comprometida en sus transacciones bilaterales, será considerado en dicho intervalo de Mercado comprador en el MRS del faltante para cumplir con sus transacciones bilaterales. Dichos faltantes serán valorados al Costo Marginal de Operación.

Un PM que resulte en un intervalo de Mercado retirando de la red una energía mayor a la comprometida en sus transacciones bilaterales, será considerado en dicho intervalo de Mercado comprador en el MRS del excedente sobre sus transacciones bilaterales. Dichos excedentes serán valorados al Precio del MRS y el retiro físico bajo contrato será igual a sus transacciones bilaterales informadas.

Participante del Mercado de Contratos "vendedor".

Un PM que resulte en un intervalo de Mercado inyectando una energía mayor a la comprometida en sus transacciones bilaterales, será considerado en dicho intervalo de Mercado vendedor en el MRS del excedente sobre sus transacciones bilaterales. Dichos excedentes serán valorados al Costo Marginal de Operación.

Un PM que resulte en un intervalo de Mercado retirando de la red una energía inferior a la comprometida en sus transacciones bilaterales será considerado en dicho intervalo de Mercado vendedor en el MRS del sobrante que surge de dichas transacciones bilaterales. Dichos sobrantes serán valorados al Costo Marginal de Operación y la energía retirada será considerada como el retiro físico bajo contrato.

Entre las características del mercado de contratos están:

1. Estabilizan los precios de la energía al usuario final.
2. Garantizar el suministro de energía a la demanda.

3. Estos contratos son financieros y están suscritos entre los agentes generadores y las distribuidoras.
4. Garantizar un ingreso económico por parte de los generadores, independientemente del nivel de producción de energía real.

Respaldo Normativo del Mercado de Contratos.

En el Reglamento de la Ley General de Electricidad específicamente en el capítulo V-A se establece todo el respaldo legal para la ejecución de los contratos de bilaterales o de libre concurrencia de energía.

Art. 86-A del Reglamento se establece que "Las distribuidoras estarán obligadas a suscribir contratos de largo plazo a través de procesos de libre concurrencia, por no menos del ochenta por ciento de la demanda de potencia máxima y su energía asociada y sobre la base de la evolución de la demanda y de la oferta de electricidad en el Mercado Mayorista de Electricidad, la SIGET podrá recomendar el aumento del porcentaje de contratación.

Los procedimientos que aplicarán las distribuidoras para realizar los procesos de libre concurrencia, incluyendo disposiciones específicas para el desarrollo de procesos de libre concurrencia para contratos de largo plazo respaldados con recursos renovables y proyectos de nueva inversión, serán establecidos mediante Acuerdo de la SIGET, previa consulta a la Superintendencia de Competencia. Las

instituciones competentes verificarán que se cumpla con las condiciones técnicas, ambientales y sociales.

Para aquellas distribuidoras cuya demanda máxima de potencia sea menor o igual que 30 MW, cumplirán los porcentajes de contratación mínimos establecidos en este Reglamento, solamente con contratos de hasta 5 años de duración. No obstante, la SIGET podrá autorizar a estas distribuidoras la participación en procedimientos de libre concurrencia para contratos de más de cinco años, siempre que ellos se realicen en conjunto con las distribuidoras cuya demanda máxima de potencia sea mayor que 30 MW"

Reforma al decreto ejecutivo No 15 de fecha 28/01/2013 publicado en el Diario Oficial No 18 tomo No 398 de la misma fecha.

"El porcentaje mínimo de contratación obligatorio por parte de las distribuidoras a que se refiere el Art. 86-A, inciso primero del Reglamento de la Ley General de Electricidad, deberá cumplirse a más tardar el 31 de Diciembre de 2019.

Para el periodo transitorio al 31 de Diciembre de 2019, el porcentaje mínimo de contratación obligatoria vigente será del setenta por ciento. Al 31 de Diciembre del 2019, el treinta por ciento de la demanda máxima asociada deberá ser cubierto con contratos de largo plazo de más de 5 años"

Mercado regulador del sistema MRS.

El MRS basado en costos de producción, surge al mismo tiempo que el mercado de contratos, pero con características distintas ya que permite comercializar la energía a precios variables, los que dependen de factores propios del sector como: demanda nacional, tasas de indisponibilidad, potencias máximas de cada central, entre otros.

A través de las ofertas de oportunidad, cada PM que retira energía de la red informará a la UT su requerimiento de retiro, adicionales a la demanda comprometida y la flexibilidad asociada. Cada PM que retira energía de la red tiene la facultad de hacer un manejo de su demanda en función del costo marginal de operación, a través de sus ofertas de oportunidad.

Entre las características del Mercado Regulador del Sistema están:

1. El precio de esta energía lo define la unidad marginal hora a hora, en base a los costos variables asociados a los combustibles y a la remuneración de pago por potencia.
2. A todas las unidades se les paga el costo marginal, aclarando que no toda la energía se paga al costo marginal, pues existe energía comprometida en contratos.
3. El precio de la energía del mercado spot varia hora a hora.

2.11.4 Términos Complementarios de la Metodología de Compras.

En el Reglamento de la Ley General de Electricidad específicamente en el Art. 67-I se establece lo siguiente:

"El precio de transacción de la energía en el Mercado Regulador del Sistema se establecerá igual al costo marginal de operación del sistema en el intervalo de mercado respectivo, más los cargos de transmisión, operación del sistema, servicios auxiliares y todo cargo establecido por la Ley General de Electricidad; los cuales serán definidos en el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción. Se entiende por costo marginal de operación al costo de abastecer un Kilowatt-hora adicional de demanda en ese intervalo.

El Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción, establecerá los criterios y procedimientos a aplicar en los casos en que un intervalo de mercado deba determinarse más de un costo marginal debido a la existencia de congestión en el sistema de transmisión"

Capacidad firme.

El mercado eléctrico nacional hace una remuneración de la potencia a los inversionistas en generación.

La remuneración por capacidad firme permite la recuperación de la inversión. El valor de pago por capacidad para el año 2015 fue de 7.8 \$/kW-mes el cual está

basado en una maquina ideal con tecnología a gas, dicho cargo se revisa anualmente.

Los procedimientos de cálculo de la Capacidad Firme y de la Potencia Máxima Inyectable al Sistema se definen en el Anexo 15 del ROBCP, también determina la capacidad firme inicial, provisoria y definitiva a ser remunerada a los generadores.

Es importante definir los conceptos de capacidad utilizados en el MRS, siendo:

Capacidad Instalada: Potencia que la máquina es capaz de entregar nominalmente a máxima carga acorde a las especificaciones del fabricante.

Capacidad disponible: Potencia que las unidades generadoras pueden entregar, basadas en restricciones técnicas como: demanda máxima, disponibilidad de combustible, tasa de salida forzada, entre otros.

Capacidad Firme: Se define como aquella potencia que una central o unidad generadora puede garantizar en condiciones críticas de abastecimiento y se determina con la metodología que se indica el ROBCP, concretándose en el cargo de Capacidad (US\$/kW-mes): Precio fijado por la SIGET para valorar las transacciones de capacidad firme.

Capacidad firme inicial para los diferentes PM generadores.

Generador térmico y Geotérmico: Se calcula en base a su potencia máxima y su índice de disponibilidad.

Generados hidroeléctricos: Se determina en función de la hidrología más seca registrada (1986).

Auto productor y cogeneradores: Se calcula en base a los excedentes que pueda inyectar. Se representarán como una unidad térmica con una potencia máxima neta igual al excedente máximo de potencia.

Generadores no convencionales: Entre las que se incluyen las tecnologías eólica, solar, biomasa y mareomotriz, se determinará con la energía generable en el año de menor disponibilidad del insumo primario. Se requerirá de la presentación de un estudio a SIGET que demuestre la potencia promedio anual correspondiente al año con menor disponibilidad del insumo primario.

Una vez definida la potencia firme inicial, la Unidad de Transacciones determinará la potencia firme provisoria, ajustándola a la demanda máxima.

Capacidad firme provisoria.

En junio de cada año la UT determinará las capacidades firmes correspondientes al próximo período que va desde junio del año en curso a mayo del año siguiente. Estas capacidades firmes se denominarán capacidades firmes provisorias y permanecerán vigentes por doce meses.

Durante el período anual de junio del año en curso a mayo del año siguiente se liquidará mensualmente $1/12$ de los montos anuales determinados en dicho balance de capacidad firme.

Una vez transcurrido el período anual de junio del año anterior a mayo del año en curso, se determinarán las transacciones de capacidad firme definitiva. El procedimiento será el siguiente:

Se calcula la demanda máxima real del sistema y la demanda reconocida con base en los retiros reales ocurridos, es decir se realiza con los datos reales durante el periodo.

Dicha demanda máxima real será usada para realizar el ajuste de la capacidad firme definitiva de las unidades generadoras y centrales, utilizando el mismo procedimiento para el cálculo del factor de ajuste a la demanda que se usó para la determinación de la capacidad provisoria.

Se realizarán balances de capacidad firme para subperiodos en los cuales se produjeron incorporaciones o retiros de centrales o unidades generadoras o cambios en los contratos.

El resultado del balance de capacidad firme definitiva se compara con los montos pagados, a título de capacidad firme provisoria, a lo largo del período anual de junio del año anterior a mayo del año en curso y se liquidan las diferencias, las cuales serán incluidas en el Documento de Transacciones Económicas (DTE).

2.11.5 Estadísticas del Mercado Mayorista durante el Año 2015.

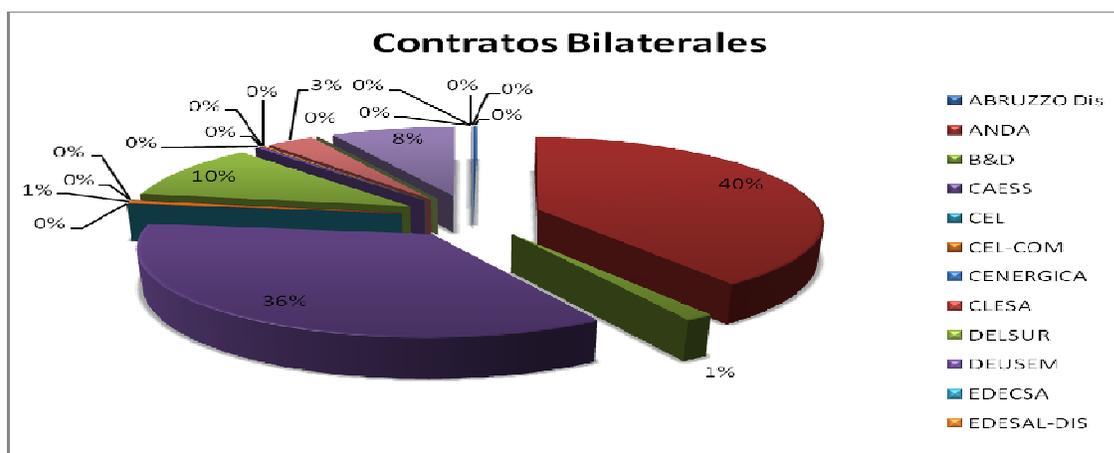
Tabla 14: Demanda de Energía en Mercado de Contratos Bilaterales.

Participante del mercado	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
ABRUZZO Dis					0.1	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	2.2
ANDA	28.2	25.5	28.2	27.3	28.2	27.3	28.2	28.2	27.3	28.2	27.3	28.2	332.2
B&D	0.7	0.7	0.1	0.1	1	1	1	1.5	1.4	1.5	1.3	1	11.5
CAESS	5.7	5.2	20.1	27	32.3	41.9	30.2	27.4	26.5	27.4	26.5	27.4	297.7
CEL													
CEL-COM	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	5
CENERGICA													
CLESA	0.9	0.8	0.9	0.9	0.9	1.9	8.5	15.8	13.9	17.2	8.1	8.4	
DELSUR	7.5	6.3	6.4	1.6	3.5	8.8	9.1	9.1	8.8	9.1	8.8	9.1	87.8
DEUSEM	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	2.9
EDECSA													0
EDESAL-DIS	0.7	0.7											1.4
EDESAL-COM													0
EEO	1	0.9	1	0.9	1	1.6	3.9	3.8	3.1	7.3	0.9	1	26.4
EXCELERGY													0
HANES	6.6	6.5	7.2	6.6	7.2	6.9	5.2	5.2	5	4.8	5	3	69.2
IEL ANGEL													0
LAGEO													0
NEPO													0
Cx****													-0.4
Total	52.00	47.00	64.60	65.00	74.90	90.30	87.10	92.00	87.00	96.50	79.00	79.10	914.50

1/ CX: Contratos de Exportación

Fuente: Informe Estadístico Anual 2015, Unidad de Transacciones.

Figura 6: Grafico de contratos Bilaterales.



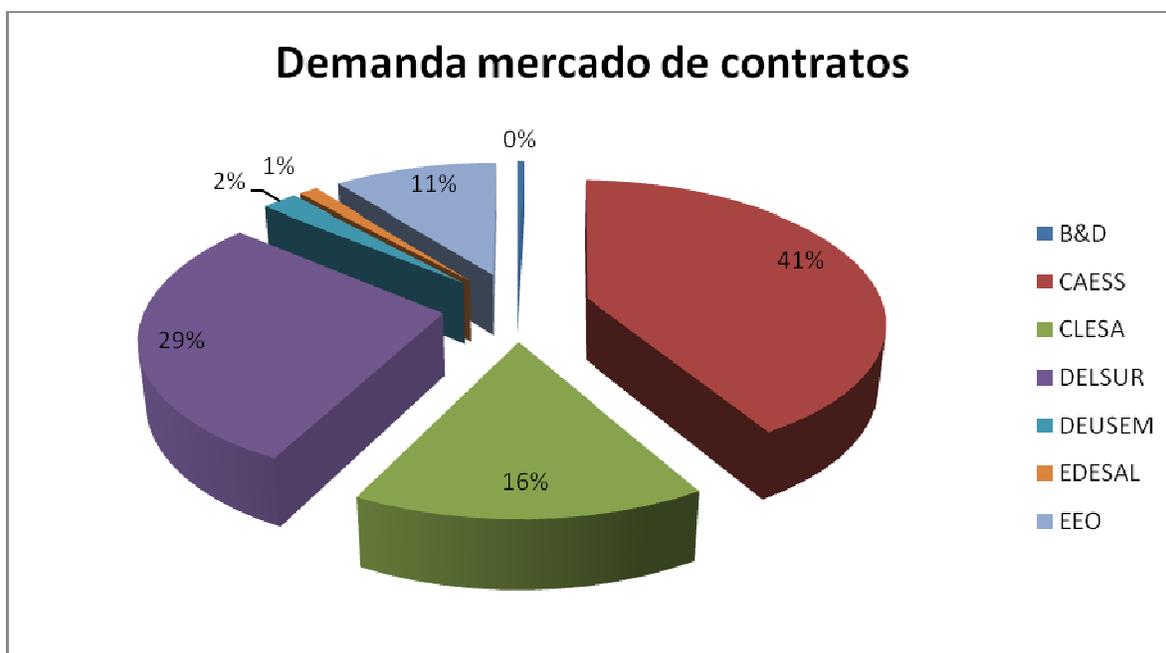
Fuente: Informe Estadístico Anual 2015, Unidad de Transacciones.

Tabla 15: Demanda de Energía en Mercado de Contratos de Libre Concurrencia.

Participante del mercado	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
B&D	1.8	1.7	1.9	1.7	1.8	1.8	1.9	1	1.1	1.2	1.2	1	18.1
CAESS	147.8	141.5	154.2	149.7	152.3	146.8	157	104.5	103.4	108.3	103.4	104.8	1573.7
CLESA	57.8	54.7	60.8	58.8	58.2	55.7	59.2	40.3	39.4	41.3	39.6	41.2	607.00
DELSUR	106.4	100.9	111.4	99.4	106.5	102.1	107.5	71.1	70.6	74.5	71.1	71.8	1093.4
DEUSEM	8	7.6	8.3	8	8.6	8.2	8.7	5.9	5.6	5.9	5.7	5.9	86.5
EDESAL	4.5	4.4	4.5	3.2	4	4.2	4.8	3.4	3.5	3.7	3.5	3	46.7
EEO	37.5	35.2	40.2	38.2	40	37.9	40.9	27	25.8	26.9	26	27.1	402.8
Total	363.70	346.00	381.40	359.10	371.50	356.70	380.00	253.30	249.50	261.80	250.50	254.80	3,828.20

Fuente: Informe Estadístico Anual 2015, Unidad de Transacciones

Figura 7: Demanda de Mercado de Contratos.



Fuente: Informe Estadístico Anual 2015, Unidad de Transacciones.

Tabla 16: Demanda de Energía en el Mercado MRS.

Participante del mercado	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
ABRUZZO COM	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
ABRUZZO DIS					-0.10	-0.20	-0.20	-0.10	-0.20	-0.20	-0.10	-0.10	-1.1
ALAS DORADAS								3.50	4.00	4.10	4.00	3.80	19.4
ANDA	-4.20	-2.40	-2.10	-3.60	-4.90	-5.80	-4.60	-4.90	-5.70	-5.50	-3.80	-4.50	-52
B&D	0.10	0.10	0.80	0.60	-0.10	-0.10	-0.10	0.10	0.20	0.20	0.20	0.10	2.1
BOREALIS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.3
CAESS	28.40	24.20	23.90	17.50	16.70	6.10	17.00	64.30	58.10	61.00	59.50	58.60	435.3
CASSA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.10	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.00	2.3
CEL	0.30	0.30	0.30	0.30	0.40	0.40	0.50	0.60	0.40	0.30	0.20	0.30	4.2
CEL-COM	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	0
CENER													0
CENERGICA													0
COMERCIA													0
CHAP	0.80	0.30	0.30	0.10	0.10	0.30	0.00	0.20	0.20	0.30	0.40	0.30	3.4
CLESA	21.80	19.60	24.30	24.10	26.80	24.60	17.70	25.50	22.90	20.40	29.20	29.80	286.7
DELSUR	17.90	16.00	21.20	36.50	33.30	27.20	29.20	61.70	59.20	58.40	53.40	53.30	467.4
DEUSEM	3.50	3.00	4.00	4.40	4.10	3.80	4.10	6.90	6.10	6.10	6.10	6.40	58.5
DUKE	0.40	0.40	0.30	0.30	0.30	0.20	0.20	0.20	0.20	0.30	0.30	0.30	3.4
DUKE COM													0
EDECSA													0
EDESAL-DIS	1.30	1.40	2.80	4.00	3.80	3.40	3.40	4.00	4.10	4.40	4.10	3.60	40.2
EDESAL-COM	0.80	0.70	0.80	0.60	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	6
EEO	12.10	10.80	14.60	16.80	15.60	13.10	12.40	26.30	21.40	18.40	23.90	25.40	210.8
EXCELERGY	2.70	2.50	2.50	2.40	2.50	2.40	2.80	2.80	2.90	3.00	2.80	2.90	32.2
GECSA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.3
HANES	-0.70	-0.70	-0.80	-0.70	-0.80	-0.50	1.60	1.30	1.00	1.10	1.10	0.50	2.5
HILCASA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.1
HOLCIM	1.00	1.30	2.10	1.60	1.70	2.50	2.50	2.00	2.80	3.00	1.20	1.00	22.7
IEL ANGEL	0.00	0.00	0.00	0.10	0.30	0.20	0.30	0.30	0.30	0.50	0.60	0.20	2.8
INE	0.00	0.10	0.10	0.00	0.00	0.10	0.00	0.00	0.00	0.10	0.20	0.20	0.9
LAGEO	1.00	0.90	1.00	0.80	0.70	0.60	1.00	0.90	0.90	1.10	1.00	1.00	10.9
MERELEC	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
NEPO	0.80	0.50	0.10	0.20	0.30	0.30	0.20	0.10	0.20	0.40	0.50	0.60	4.3
ORIGEM													0
RIO SOTO							0.10	0.10					0.2
TEXT	0.20	0.10	0.10	0.30	0.40	0.40	0.70	0.60	0.50	0.30	0.20	0.10	3.9
TPTO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00			0.00	0.00	0.00	0.00	0.1
													0
Total	52.00	47.00	64.60	65.00	74.90	79.50	87.10	92.00	180.30	178.50	79.00	79.10	914.50

Los valores negativos corresponden a las desviaciones de contratos que fueron inyectadas al MRS, superando el valor total de sus retiros.

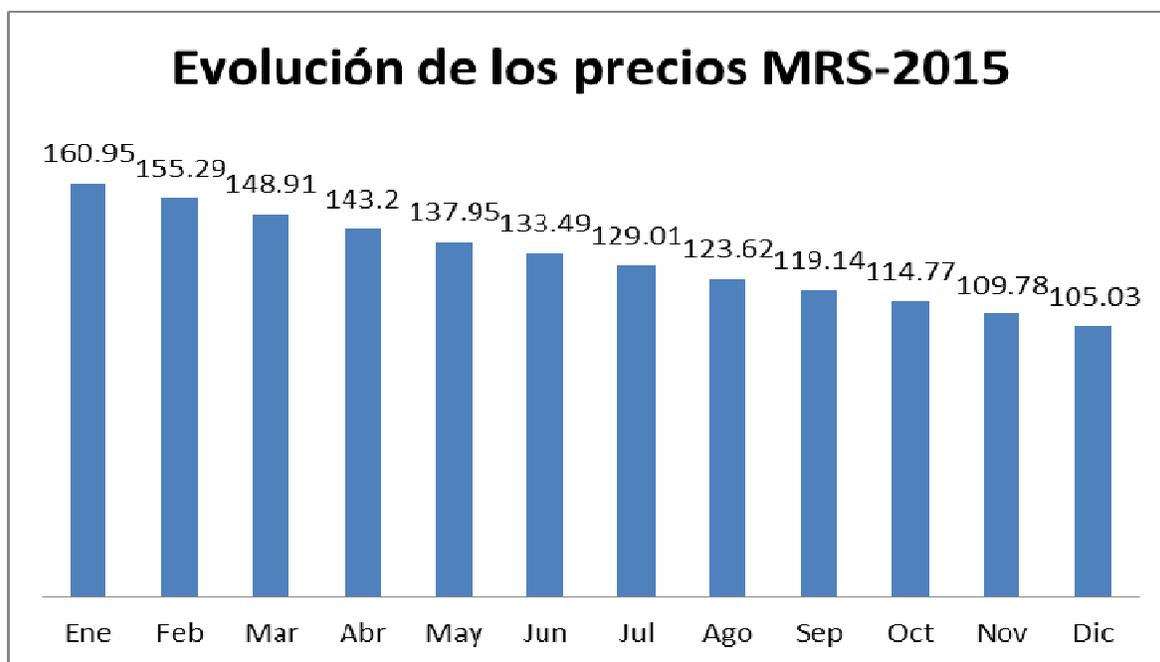
Fuente: Informe Estadístico Anual 2015, Unidad de Transacciones.

Tabla 17: Promedio de Precios del MRS.

Mes	Promedio	Variación % Mensual	Anual	Acumulada	Prom. Anual
Ene.	119.24	-6.2	-27.2	-6.2	160.95
Feb.	104.2	-12.61	-39.47	-18.03	155.29
Mar.	100.97	-3.1	-43.12	-20.57	148.91
Abr.	112.75	11.66	-37.81	-11.31	143.2
May.	115.46	2.41	-35.27	-9.18	137.95
Jun.	118.87	2.95	-31.05	-6.49	133.49
Jul.	131.73	10.82	-28.99	3.62	129.01
Ago.	125.11	-5.3	-34.07	-1.59	123.62
Sep.	98.3	-21.43	-35.38	-22.68	119.14
Oct.	84.08	-14.47	-38.39	-33.86	114.77
Nov.	79.5	-5.45	-43	-37.47	109.78
Dic.	70.15	-11.76	-44.82	-44.82	105.03

Fuente: Informe estadístico anual 2015, Unidad de Transacciones.

Figura 8: Evolución de los precios MRS-2015.



Fuente: Informe estadístico anual 2015, Unidad de Transacciones.

2.11.6 Estadísticas del Mercado Mayorista durante el Año 2016.

Tabla 18: Demanda de Energía en Mercado de Contratos Bilaterales 2016.

Participante del mercado	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
ABRUZZO Dis	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	1.3	1.4	1.4	1.3	1.4	1.3	1.4	11
ANDA	28.2	26.4	28.2	27.3	28.2	27.3	28.2	28.2	27.3	28.2	27.3	28.2	333.1
B&D	1.3	1.1	0.9	1.1	1.4	1.4	1.5	1.5					10.1
CAESS	26.9	22.7	24.3	23.5	24.3	23.5	24.3	24.3	23.5	22.8	22.1	22.8	285.3
CEL													0
CEL-COM	0.5	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	5.9
CENERGICA													0
CLESA	8.4	7.8	8.4	8.1	8.4	8.1	8.4	8.4	8.1	8.4	8.1	8.4	98.7
DELSUR	9.1	8.5	9.1	8.8	9.1	8.8	9.1	9.1	8.8	8.4	8.1	8.3	104.9
DEUSEM	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	2.9
EDECSA													0
EDESAL-DIS													0
EDESAL-COM													0
EEO	1	0.9	1	0.9	1	0.9	1	1	0.9	1	0.9	1	11.5
EXCELERGY			3.5										3.5
HANES	4.8	4.9	4.2	5	5.1	4.9	5.2	4.8	4.4	5.1	5	0.8	54.4
IEL ANGEL													0
LAGEO													0
NEPO													0
Cx ^{1/} exportaciones			-3.5										-3.5
Total	80.60	73.30	77.00	75.80	78.50	77.00	79.80	79.40	75.10	76.00	73.60	71.70	917.80

1/ CX: Contratos de Exportación

Fuente: Informe estadístico anual 2016, Unidad de Transacciones.

Figura 9: Contratos Bilaterales 2016.



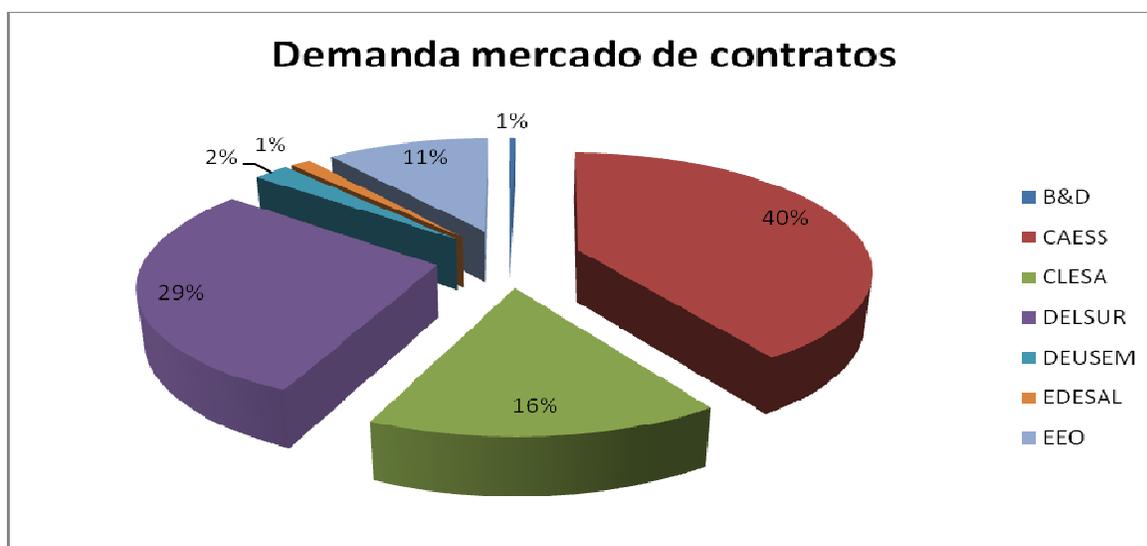
Fuente: Informe Estadístico Anual 2016, Unidad de Transacciones.

Tabla 19: Demanda de energía en Mercado de Contratos de Libre Concurrencia 2016.

Participante del mercado	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
B&D	1.1	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	1	0.9	0.9	1	1	1.7	12.1
CAESS	103.9	94	97.4	99	99.8	94.9	99.6	96.8	91.8	95.8	84.8	126.7	1184.6
CLESA	41.4	36.9	39.5	38.1	39.2	37.1	39	37.8	35.7	37	36.1	56.7	474.30
DELSUR	75.8	67.6	71.1	68.5	72.6	69.1	71.8	70.1	67.5	70.2	55.9	91.5	851.8
DEUSEM	5.9	5.2	5.6	5.5	5.8	5.5	5.8	5.8	5.3	5.6	5.2	8.6	69.7
EDESAL	3.4	3.2	3.1	2.5	2.7	2.8	3.3	3.2	3.1	3.3	2.6	5.7	39
EEO	27.4	24.1	26.7	25.8	26.7	24.9	26.8	26.1	23.8	24.9	20.5	36.9	314.7
Total	258.90	232.00	244.20	240.40	247.80	235.20	247.20	240.70	228.20	237.80	206.10	327.70	2,946.30

Fuente: Informe Estadístico Anual 2016, Unidad de Transacciones.

Figura 10: Demanda de Mercado de Contratos 2016.



Fuente: Informe Estadístico Anual 2016, Unidad de Transacciones.

Tabla 20: Demanda de Energía en el Mercado MRS.

Participante del mercado	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
ABRUZZO COM	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
ABRUZZO DIS	-0.10	0.20	0.70	0.70	0.80	-0.30	-0.30	-0.30	-0.30	-0.30	-0.30	-0.30	0.1
ALAS DORADAS	4.00	3.80	4.10	4.00	4.00	4.00	4.10	3.70	4.00	4.10	4.00	3.60	47.2
ANDA	-5.00	-5.10	-3.70	-3.60	-2.40	-3.50	-5.90	-3.50	-5.60	-3.20	-2.50	-3.10	-46.8
B&D	0.10	0.50	0.60	0.70	0.30	0.10	0.20	0.00	1.80	2.10	1.50	0.40	8.5
BOREALIS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.3
CAESS	54.30	60.20	75.30	86.30	89.20	78.50	84.30	82.40	80.90	87.90	90.20	49.50	919.1
CASSA	0.00	0.00	0.00	0.20	0.40	0.40	0.30	0.30	0.40	0.40	0.20	0.00	2.5
CEL	0.40	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.40	0.30	0.60	0.70	0.70	4.8
CEL-COM	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
CENER													0
CENERGICA													0
COMERCIA													0
CHAP	0.10	0.00	0.00	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.40	0.30	0.00	2.1
CLESA	29.00	30.30	38.50	37.50	37.80	32.60	31.10	32.70	30.10	33.40	32.20	14.00	379.2
DELSUR	45.60	48.60	54.20	59.80	56.80	51.10	52.70	52.60	48.50	54.50	64.50	25.90	614.7
DEUSEM	6.00	6.40	7.40	7.50	7.90	6.70	6.80	6.80	6.50	6.60	6.50	3.90	78.8
DUKE	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.30	0.30	0.20	0.20	0.20	2.7
DUKE COM													0
EDECSA													0
EDESAL-DIS	4.00	4.10	4.60	6.20	6.20	5.90	3.20	4.70	4.70	5.20	5.30	1.10	55.1
EDESAL-COM	0.40	0.40	0.40	0.30	0.40	0.40	0.30	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	4.4
EEO	23.80	25.10	30.80	32.90	32.30	27.30	28.50	28.50	27.20	27.90	30.00	16.50	330.8
EXCELERGY	2.90	2.70	2.80	2.70	2.90	2.70	2.80	2.80	2.80	2.70	2.70	2.80	33.4
GECSA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.3
HANES	1.10	1.20	1.10	0.90	1.10	0.90	1.40	1.30	1.10	1.00	-0.40	1.70	12.3
HILCASA	0.00		0.00	0.00	0.00			0.00	0.00	0.00		0.00	0
HOLCIM	1.00	1.00	1.00	1.20	0.60	1.00	1.50	1.90	1.70	2.20	0.90	0.10	14.4
IEL ANGEL	0.20	0.00	0.00	0.10	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.40	0.30	0.10	2.6
INE	0.10	0.10	0.10	0.00	0.00	0.00	0.10	0.10	0.10	0.00	0.00	0.10	0.9
LAGEO	1.00	0.90	1.00	1.30	1.10	1.10	1.00	1.00	1.00	1.10	1.00	1.00	12.5
MERELEC	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
NEPO	0.50	0.40	0.40	0.20	0.10	0.20	0.50	0.60	0.70	0.20	0.40	0.40	4.4
ORIGEM													0
RIO SOTO													0
TEXT	0.10	0.10	0.10	0.20	0.50	0.30	0.10	0.10	0.10	0.40	0.30	0.10	2.4
TPTO	0.00	0.00	0.00			0.00	0.00	0.00	0.10	0.00	0.00	0.10	0.3
													0
Total	169.60	181.80	220.10	239.90	241.00	210.50	213.90	217.40	207.30	228.30	238.30	119.20	2487.00

Los valores negativos corresponden a las desviaciones de contratos que fueron inyectadas al MRS, superando el valor total de sus retiros.

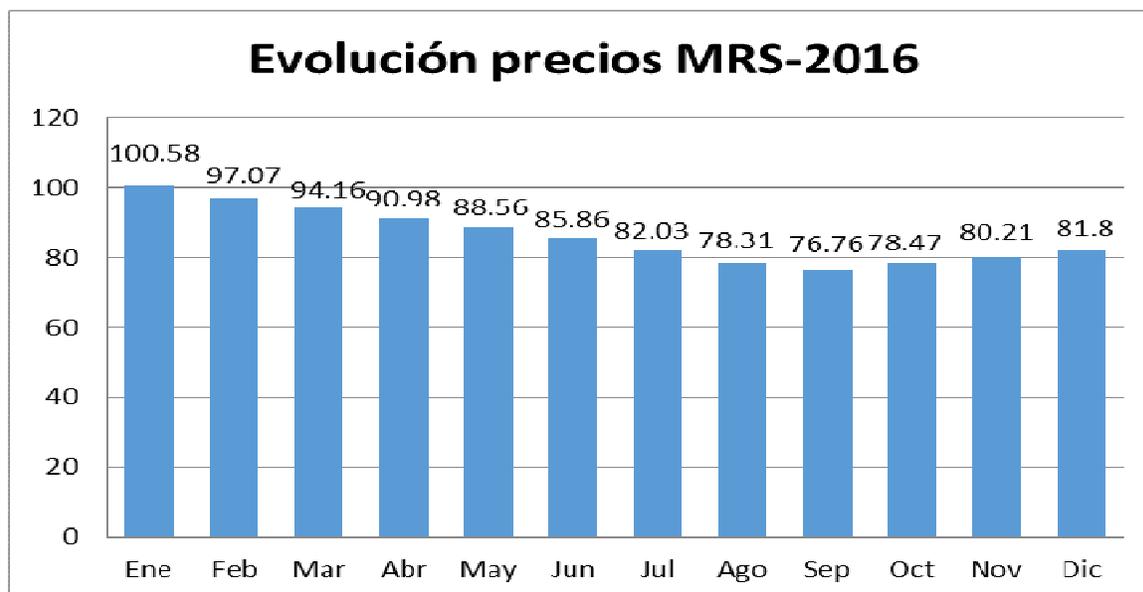
Fuente: Informe estadístico anual 2016, Unidad de Transacciones.

Tabla 21: Promedio de Precios del MRS.

Mes	Promedio	Variación % Mensual	Anual	Acumulada	Prom. Anual
Ene	65.85	-6.12	-44.77	-6.12	100.58
Feb	62.07	-5.75	-40.44	-11.52	97.07
Mar	66.1	6.5	-34.53	-5.77	94.16
Abr	74.53	12.74	-33.9	6.24	90.98
May	86.45	16.01	-25.12	23.24	88.56
Jun	86.52	0.07	-27.22	23.33	85.86
Jul	85.72	-0.92	-34.93	22.2	82.03
Ago	80.45	-6.15	-35.7	14.68	78.31
Sep	79.79	-0.9	-18.9	13.65	76.76
Oct	104.55	31.13	24.34	49.03	78.47
Nov	100.36	-4.01	26.24	43.06	80.21
Dic	89.22	-11.09	27.19	27.19	81.8

Fuente: Informe estadístico anual 2016, Unidad de Transacciones.

Figura 11: Evolución de los Precios MRS 2016.



Fuente: Informe Estadístico Anual 2016, Unidad de Transacciones.

CAPÍTULO III

DISEÑO Y ENFOQUE METODOLÓGICO.

CAPITULO III: DISEÑO Y ENFOQUE METODOLÓGICO

Introducción

En este capítulo se expone el tipo de investigación realizada, describiendo la metodología utilizada para realizar el diseño de la investigación y la forma en la cual se abordará el análisis de los flujos de efectivo y su relación con el riesgo regulatorio reflejado en las tarifas de compra y venta del cargo de energía para las empresas distribuidoras de energía eléctrica del país.

De igual forma se utilizaron datos estadísticos del sector cuya información sirvió de base para la preparación de guías de entrevista para recabar datos con los representantes del área de análisis de compras de energía así como de áreas financieras administrativas, por medio del diseño de esta investigación se logró el análisis de los aspectos financieros relacionados al riesgo regulatorio en la actividad de precios de compra y venta de energía y su efecto en los flujos de efectivo de las distribuidoras.

3.1 Diseño De La Investigación.

El diseño de investigación es un esquema o procedimiento que expresa la manera como el método se operacionalización y logra sus objetivos o hipótesis planteadas, ya que cada uno puede tener varios diseños con las características

propias de cada uno, de igual forma incluye el análisis e Interpretación de los datos mediante la determinación del esquema que orienta el proceso de investigación y la recolección de los datos así como la forma como los datos van a ser medidos está en función de los objetivos, variables, ámbito de estudio.

Según Bonilla (2000) la metodología tiene que estar en perfecta concordancia con los objetivos de la investigación. Entre más minuciosa sea la descripción del método a seguir, mejor será la calidad de la información que se obtenga.

Tomando como base estos lineamientos se define a continuación la metodología de investigación a utilizar:

3.2 Tipo de Estudio.

El tipo de estudio es descriptivo, ya que el propósito de este se centró en analizar y determinar en base a las opiniones de las distribuidoras el efecto del riesgo regulatorio en los precios de compra y venta de energía.

La finalidad consistió en medir con la mayor precisión posible las situaciones derivadas de la problemática planteada para las distribuidoras de energía eléctrica de El Salvador con datos históricos de tarifas por cargo de energía durante los años 2015 y 2016.

Para realizar el estudio se hizo uso de técnicas de investigación cualitativa y cuantitativa, la primera por la naturaleza de la muestra ya que en el sector solo existen ocho empresas dedicadas a esta actividad, se optó por obtener opiniones basadas en entrevistas con todas las empresas distribuidoras del país con autorización de funcionamiento de SIGET durante los años 2015 y 2016.

En cuanto a la investigación cuantitativa se realizó un análisis de los datos financieros y estadísticos del sector de la empresa más representativa del sector, siendo esta la empresa CAESS, cuya participación en el mercado es del 34.13% del total de clientes, según estadístico SIGET Año (2015), de igual forma debido a la disponibilidad de datos financieros ya que es una empresa que cotiza en la Bolsa de Valores de El Salvador.

3.3 Unidad de Análisis.

Para la realización de esta investigación, se consideró el personal que desempeña las funciones de análisis de compras de energía y funciones administrativas financieras dentro de las empresas distribuidoras de energía eléctrica del país con autorización de funcionamiento por parte de SIGET durante los años 2015 y 2016.

Para la aplicación del estudio analítico de flujos y financiero se tomó de base la empresa CAESS como figura de representación del sector por su grado de

cobertura eléctrica y de mercado; de igual forma se aplicó esta opción por las limitantes encontradas durante la realización de la presente investigación.

3.4 Fuentes de Información.

Para realizar la investigación y lograr la recolección de datos se utilizaron dos fuentes de información, la fuente de información primaria y la fuente de información secundaria, las cuales fueron la base para determinar la respuesta a las preguntas del planteamiento del problema y los objetivos de la investigación propiamente.

3.4.1 Fuente de Información Primaria

Como fuente de información primaria se tomó a bien utilizar el instrumento "Guías de entrevistas" que definía descriptivamente los efectos determinados en los objetivos de investigación planteados.

Por lo tanto, la información será recolectada mediante entrevistas realizadas con representantes de las distribuidoras que desempeñan actividades en las áreas de análisis de compras y funciones administrativas financieras.

De igual forma se analizaron los estados financieros de la empresa CAESS la cual es de mayor representatividad del sector, con el fin de analizar financieramente el efecto del riesgo regulatorio en los precios de compra y venta de energía.

De igual forma se analizó parte de la normativa aprobada para la actividad objeto de estudio con el fin de recolectar información regulatoria de la actividad que incide directamente en la solución de los objetivos de investigación.

3.4.2 Fuente de Información Secundaria.

En esta parte se utilizó información de boletines estadísticos de SIGET, Unidad de Transacciones, informes del CNE y demás fuentes bibliográficas derivadas de entrevistas, notas periodísticas y acuerdos de SIGET.

Para este tipo de investigación se utilizaron como base de información:

1. Estadístico Anual Ene-Dic 2016, de la Unidad de Transacciones.
2. Estadístico Anual Ene-Dic 2015, de la Unidad de Transacciones.
3. Informe del sector eléctrico de El Salvador por parte de PROESA (Organismo promotor de las exportaciones e inversiones de El Salvador) (Año 2015, y Año 2016)
4. Boletín Estadístico del Sector de Electricidad_ 2014, emitido por SIGET
5. Boletín Estadístico del Sector de Electricidad_ 2015, emitido por SIGET
6. Trabajos de grado de temas relacionados con el sector de distribución de energía eléctrica
7. Información de noticias de las actividades del sector.
8. Información general circulante en la web

3.5 Técnicas e Instrumentos de Investigación.

La técnica utilizada para la recolección de datos será la entrevista estructurada, con el objeto de poder recoger la opinión amplia de los sujetos a quienes se dirigió la investigación.

Para lograr mayor efectividad en la investigación se estructuraron dos tipos de cuestionarios dirigidos a dos tipos de perfil diferente que relacionen su actual laboral con las preguntas dirigidas en el instrumento. De igual forma la técnica de investigación bibliográfica fue utilizada a fin de recabar datos históricos del sector y de las unidades de análisis.

3.6 Operacionalización de las Variables.

Con la operacionalización de las variables se pretende descomponer los objetivos de la investigación en elementos claves para lograr un mejor conocimiento de estos y estructurar las preguntas de las guías con mayor objetividad.

Generales del instrumento dirigido a personal analista de compras.

Dimensiones:

1. Compra bajo Contratos de Libre Concurrencia.
2. Compra bajo Contratos Bilaterales
3. Compra en el Mercado MRS

Cuadro de operacionalización de variables

Tabla 22: Perfil analista de compras de energía.

OBJETIVO GENERAL	OBJETIVOS ESPECIFICOS	DIMENSIONES	INDICADOR	TECNICA	INSTRUMENTO	ÍTEMS
Analizar el riesgo regulatorio en los precios de compra y venta de energía y su efecto en los flujos de efectivo de las distribuidoras de energía eléctrica de El Salvador durante los años 2015 y 2016.	Identificar las variables regulatorias más importantes que inciden en la determinación de los precios de compra y venta de energía.	Compra bajo contratos de libre concurrencia	*Precio techo establecido por el regulador *Efectividad de las indexaciones de precios a base de contratos de compra. *Riesgo legal vinculada a tema regulatorio.	Entrevista con representante de la distribuidora	Guía de entrevista y cuestionario.	1.-En cuanto a compras de energía bajo contratos establecidos en procesos de libre concurrencia, ¿Considera que el precio techo o precio máximo establecido por SIGET es apropiado? SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/> 2.- En su opinión ¿Qué variables considera deberían ser tomadas en cuenta en la determinación del precio máximo de compra en un contrato bajo proceso de libre concurrencia? a) Precio CMO b) Riesgo País c) Tiempos de vigencia de los contratos de compra d) Todas la anteriores
Analizar el riesgo regulatorio en los precios de compra y venta de energía y su efecto en los flujos de efectivo de las distribuidoras de energía eléctrica de El Salvador durante los años 2015 y 2016.	Identificar las variables regulatorias más importantes que inciden en la determinación de los precios de compra y venta de energía.	Compra bajo contratos de libre concurrencia	*Precio techo establecido por el regulador *Efectividad de las indexaciones de precios a base de contratos de compra. *Riesgo legal vinculada a tema regulatorio.	Entrevista con representante de la distribuidora	Guía de entrevista y cuestionario.	3.-¿Qué aspectos considera apropiados para los ajustes de precios de compra en contratos de libre concurrencia? a) Variabilidad de los precios del petróleo b) Tasa de inflación del país c) Tasas de interés d) Todas las anteriores e) Otras (Detalle): _____ 4.- ¿Cómo evalúa la seguridad jurídica del país en cuanto a cambios importantes en tema de normativa relacionada a compras de energía para las distribuidoras? a) Riesgo Alto b) Riesgo Intermedio c) Riesgo Bajo
Analizar el riesgo regulatorio en los precios de compra y venta de energía y su efecto en los flujos de efectivo de las distribuidoras de energía eléctrica de El Salvador durante los años 2015 y 2016.	Identificar las variables regulatorias más importantes que inciden en la determinación de los precios de compra y venta de energía.	Compra bajo contratos de libre concurrencia Porcentajes de compra bajo procesos de contratos a largo plazo	*Precio techo establecido por el regulador *Efectividad de las indexaciones de precios a base de contratos de compra. *Riesgo legal vinculada a tema regulatorio.	Entrevista con representante de la distribuidora	Guía de entrevista y cuestionario.	5.- En su opinión, ¿Existe ventajas competitivas para las distribuidoras con la firma de contratos de libre concurrencia con generadores del sector regional de Centroamérica? SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/> 6.-En base a normativa de compras de energía, ¿Considera que los porcentajes de compra de energía determinados por la regulación son adecuados para un manejo óptimo de precios para los usuarios del servicio? SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/> Porque: _____

OBJETIVO GENERAL	OBJETIVOS ESPECIFICOS	DIMENSIONES	INDICADOR	TECNICA	INSTRUMENTO	ÍTEM
Analizar el riesgo regulatorio en los precios de compra y venta de energía y su efecto en los flujos de efectivo de las distribuidoras de energía eléctrica de El Salvador durante los años 2015 y 2016.	Identificar las variables regulatorias más importantes que inciden en la determinación de los precios de compra y venta de energía.	Compra bajo contratos biltareales Capacidad firme provisorio y definitiva	*Precio pactado entre las partes. *Ofertas del sector generador * Efectividad de los contratos en el mercado. *Regulación del porcentaje de compra bajo este tipo.	Entrevista con representante de la distribuidora	Guia de entrevista y cuestionario.	7.- En su opinión, ¿Considera que la liquidación entre el cargo de potencia firme provisorio y definitiva debería ser flexible en cuanto a la migración de usuarios y transferencias de carga entre distribuidores? SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/> Porque: _____ 8.- Considera que la compra bajo "Contratos bilaterales" permite lograr precios más competitivos para las distribuidoras? SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/> Porque: _____
Analizar el riesgo regulatorio en los precios de compra y venta de energía y su efecto en los flujos de efectivo de las distribuidoras de energía eléctrica de El Salvador durante los años 2015 y 2016.	Identificar las variables regulatorias más importantes que inciden en la determinación de los precios de compra y venta de energía.	Gestión de cuentas por cobrar Tiempos regulados de manejo de cuentas por cobrar Perdidas no técnicas de energía	* Compra bajo modelo de Costos marginales de operación *Capacidad instalada en El Salvador * Regulación del porcentaje de compra.	Entrevista con representante de la distribuidora	Guia de entrevista y cuestionario.	9.- ¿Considera que en el mercado MRS es posible obtener precios de energía más competitivos que en el establecimiento de compras a base de contratos a largo plazo? _____ 10.-En el mercado MRS es posible realizar ventas producto de las desviaciones de contratos de compra, ¿Considera que existe riesgo de variabilidad de precios en este mercado? a) Riesgo bajo b) Riesgo intermedio c) Riesgo alto 11.- ¿Cual considera puede es la estructura de compra de energía en base a tipo de generación, que optimiza los precios de cargo por energía para el usuario final? _____ _____
Analizar el riesgo regulatorio en los precios de compra y venta de energía y su efecto en los flujos de efectivo de las distribuidoras de energía eléctrica de El Salvador durante los años 2015 y 2016.	Investigar los mecanismos de gestión aplicados al riesgo regulatorio en la actividad de compra y venta de energía por las distribuidoras de energía eléctrica.	VARIABLES FINANCIERAS	*Flujos de caja libre *Fuentes de financiamiento y costo de la deuda auxiliar.	Revisión documental	Estados financieros Tarifas aprobadas Estadísticas del sector	*Cálculo de los flujos de caja libre con precios de venta actuales de energía *Cálculo del diferencial por el efecto del descalce financiero *Cálculo del VAN, TIR, WACC del sector y de la empresa distribuidora modelo.

OBJETIVO GENERAL	OBJETIVOS ESPECIFICOS	DIMENSIONES	INDICADOR	TECNICA	INSTRUMENTO	ÍTEM
Analizar el riesgo regulatorio en los precios de compra y venta de energía y su efecto en los flujos de efectivo de las distribuidoras de energía eléctrica de El Salvador durante los años 2015 y 2016.	Evaluar los efectos del descalce financiero que existe entre las compras y ventas de energía de acuerdo con la regulación del sector de distribución eléctrica.	Variables incidentes en el tratamiento de los precios de compra y venta de energía.	Variabilidad del precio del petróleo PIB Riesgo país Riesgo legal	Entrevista con representante de la distribuidora	Guía de entrevista y cuestionario.	1.-Cuál considera es la variable más influyente en los precios de compra de energía? a) Precios del petróleo b) Condiciones climáticas c) Normativa regulatoria 2.- En su opinión, ¿Cual es la relación entre el PIB del país y el crecimiento de la inversión en el sector de generación de energía eléctrica? a) Relación directa b) Relación indirecta c) No existe correlación
Analizar el riesgo regulatorio en los precios de compra y venta de energía y su efecto en los flujos de efectivo de las distribuidoras de energía eléctrica de El Salvador durante los años 2015 y 2016.	Evaluar los efectos del descalce financiero que existe entre las compras y ventas de energía de acuerdo con la regulación del sector de distribución eléctrica.	Variables incidentes en el tratamiento de los precios de compra y venta de energía.	Variabilidad del precio del petróleo PIB Riesgo país Riesgo legal	Entrevista con representante de la distribuidora	Guía de entrevista y cuestionario.	3.-Cuales considera son los principales efectos en las finanzas de las distribuidoras ante el incremento del riesgo país y riesgo legal? a) Falta de liquidez b) Incremento de los costos c) Poco grado de inversión en el país d) Migración de clientes entre distribuidoras del sector. 4.-El efecto de riesgo país está vinculado con el grado de iliquidez del gobierno Central, afectando el pago de las subvenciones del Gobierno Central, ¿Cuál ha sido la principal consecuencia de la falta de pago de los subsidios a la energía? a) Incremento de cuentas morosas b) Incremento de pérdidas de energía por robos o fraudes c) Atraso en los pagos de los clientes d) Todas las anteriores
Analizar el riesgo regulatorio en los precios de compra y venta de energía y su efecto en los flujos de efectivo de las distribuidoras de energía eléctrica de El Salvador durante los años 2015 y 2016.	Investigar los mecanismos de gestión aplicados al riesgo regulatorio en la actividad de compra y venta de energía por las distribuidoras de energía eléctrica.	Gestión de cuentas por cobrar	*Financiamiento de fondos *Periodos de liquidación de generadores *Porcentajes de compras reguladas	Entrevista con representante de la distribuidora	Guía de entrevista y cuestionario.	5.-¿A que fuentes de financiamiento opta su empresa para el desarrollo de las operaciones del negocio? a) Banca privada nacional b) Banca privada extranjera c) Factoraje 6.-¿Cómo evalúa el impacto que causa en los costos financieros de su empresa la falta de pago del subsidio a la energía por parte del gobierno Central? a) Alto impacto financiero b) Mediano impacto financiero c) Bajo impacto financiero

OBJETIVO GENERAL	OBJETIVOS ESPECIFICOS	DIMENSIONES	INDICADOR	TECNICA	INSTRUMENTO	ÍTEMES
Analizar el riesgo regulatorio en los precios de compra y venta de energía y su efecto en los flujos de efectivo de las distribuidoras de energía eléctrica de El Salvador durante los años 2015 y 2016.	Investigar los mecanismos de gestión aplicados al riesgo regulatorio en la actividad de compra y venta de energía por las distribuidoras de energía eléctrica.	Gestión de cuentas por cobrar	*Financiamiento de fondos *Periodos de liquidación de generadores *Porcentajes de compras reguladas	Entrevista con representante de la distribuidora	Guia de entrevista y cuestionario.	7.- ¿Qué medidas toma su empresa para minimizar el impacto de la falta de pago del subsidio? a) Diversificar las actividades del giro de la empresa. b) Financiamientos de fondos. c) Reducciones de costos. d) Todas las anteriores e) Otros (Detalle): _____ 8.- ¿Considera que la normativa regulatoria relacionada con los precios de compra y venta de energía incide negativamente en las finanzas de las distribuidoras? <input type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO
Analizar el riesgo regulatorio en los precios de compra y venta de energía y su efecto en los flujos de efectivo de las distribuidoras de energía eléctrica de El Salvador durante los años 2015 y 2016.	Investigar los mecanismos de gestión aplicados al riesgo regulatorio en la actividad de compra y venta de energía por las distribuidoras de energía eléctrica.	Gestión de cuentas por cobrar	*Regulación en la metodología de recuperación de mora en ventas de energía. *Control de pérdidas de energía consideradas "No Técnicas".	Entrevista con representante de la distribuidora	Guia de entrevista y cuestionario.	9.- ¿Cómo evalúa los mecanismos dictados por la normativa en cuanto a la recuperación de las cuentas por cobrar? a) Son adecuados b) No son adecuados d) Otros (Detalle): _____ 10.- ¿Considera que el periodo actual de aprobación del pliego tarifario de precios por cargo de energía es adecuado? Si, No Porque?
Analizar el riesgo regulatorio en los precios de compra y venta de energía y su efecto en los flujos de efectivo de las distribuidoras de energía eléctrica de El Salvador durante los años 2015 y 2016.	Investigar los mecanismos de gestión aplicados al riesgo regulatorio en la actividad de compra y venta de energía por las distribuidoras de energía eléctrica.	Tiempos regulados de manejo de cuentas por cobrar Pérdidas no técnicas de energía.	*Tiempos de manejo de cuentas por cobrar *Rotación de cuentas por cobrar *Tasa de registro de pérdidas no técnicas.	Entrevista con representante de la distribuidora	Guia de entrevista	11.- Considera apropiado el tratamiento que determina la normativa en cuanto al tratamiento de las cuentas morosas y la aplicación de los porcentajes de interés por mora? Si, No Porque? _____ 12.- En su opinión, ¿Considera adecuados los periodos de tiempo que determina la normativa en relación a mantener activa la cuenta de clientes morosos hasta su baja definitiva del servicio? SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/> 13.- ¿Cuál considera es la principal causa del incremento de perdidas no técnicas en su empresa? a) Incremento de la delincuencia del país b) Focalización del subsidio c) Incremento de los precios de energía d) No existe incremento de pérdidas no técnicas

3.7 Universo y Muestra.

3.7.1 Universo.

En la población se observó como objeto de estudio a 8 empresas dedicadas a la actividad de distribución de energía eléctrica del país que se encuentren con licencia de funcionamiento durante los años 2015 y 2016.

3.7.2 Muestra.

Para el caso de esta investigación, al observar que el universo de estudio es bastante reducido, ya que solo está conformada por ocho empresas se optó por tomar todo el universo poblacional descrito anteriormente.

Para el análisis de los flujos y datos financieros se tomó como referente a la empresa CAESS, ya que representaba ventajas al ser la empresa referente con mayor cobertura de clientes y kilómetros de línea, así como por la disponibilidad de información de sus estados financieros en la página de la Bolsa de Valores de El Salvador.

3.8 Presentación, Análisis e Interpretación de Resultados.

3.8.1 Cuestionario aplicado a Personal Técnico.

Las siguientes preguntas están dirigidas al personal técnico o ingenieros de las empresas distribuidoras de energía eléctrica que laboran en la parte de determinación, control y liquidación para la actividad de compras de energía.

El procesamiento de la información se efectuó a través de la tabulación de las respuestas recolectadas por medio de las entrevistas, posteriormente se les dio tratamiento por medio del paquete utilitario Microsoft Excel, mediante la tabulación de los datos y la elaboración de las gráficas que fueron necesarias para su respectivo análisis.

Los resultados obtenidos en las entrevistas realizadas al perfil analista de compras son presentados e interpretados haciendo uso de las tablas y gráficos, detallados a continuación:

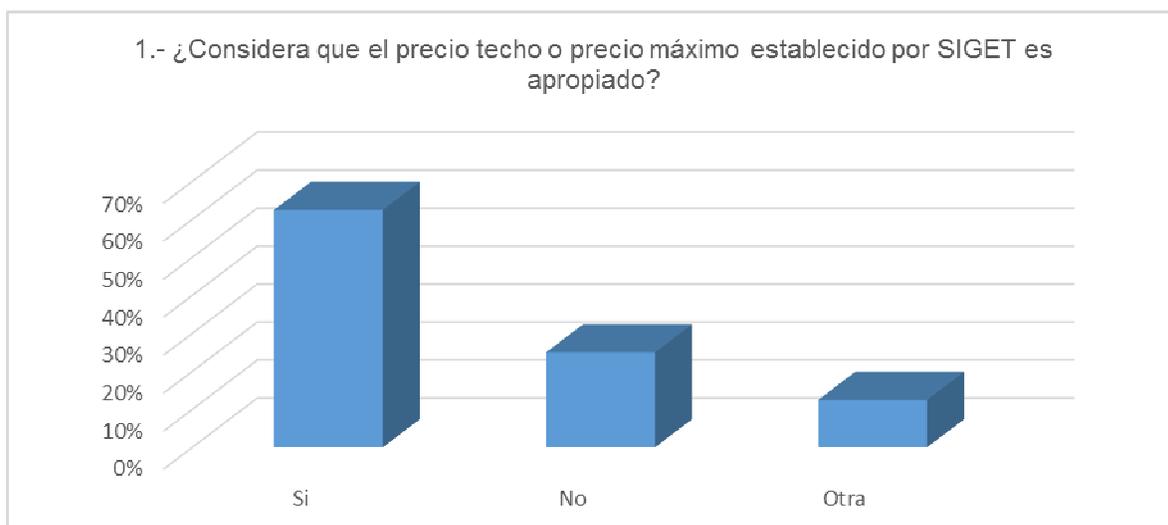
1. En cuanto a compras de energía bajo contratos establecidos en procesos de libre competencia, ¿Considera que el precio techo o precio máximo establecido por SIGET es apropiado?

Tabla 23: ¿Considera que el precio techo o precio máximo establecido por SIGET es apropiado?

Respuesta	Frecuencia	Porcentaje
Si	5	63%
No	2	25%
Otra	1	13%
Total	8	100%

Fuente: Elaboración propia (2017)

Gráfica 1: ¿Considera que el precio techo o precio máximo establecido por SIGET es apropiado?



Fuente: Elaboración propia (2017)

Comentarios adicionales de la entrevista: Para los contratos de corto plazo (menores a 5 años) los precios techo son razonablemente buenos, para los contratos de largo plazo la metodología puede mejorarse.

Análisis de respuesta: Las empresas distribuidoras consultadas (CAESS, CLESA, EEO, DEUSEM, DELSUR, EDESAL, B&D, ABRUZZO) comentan que consideran apropiado el precio techo que establece SIGET para los contratos bajo proceso de libre competencia, pero consideran que los CLP (Contratos a largo plazo) pueden ser sujetos a una metodología que incorpore una forma más apropiada de determinación y flexibilidad en el tiempo.

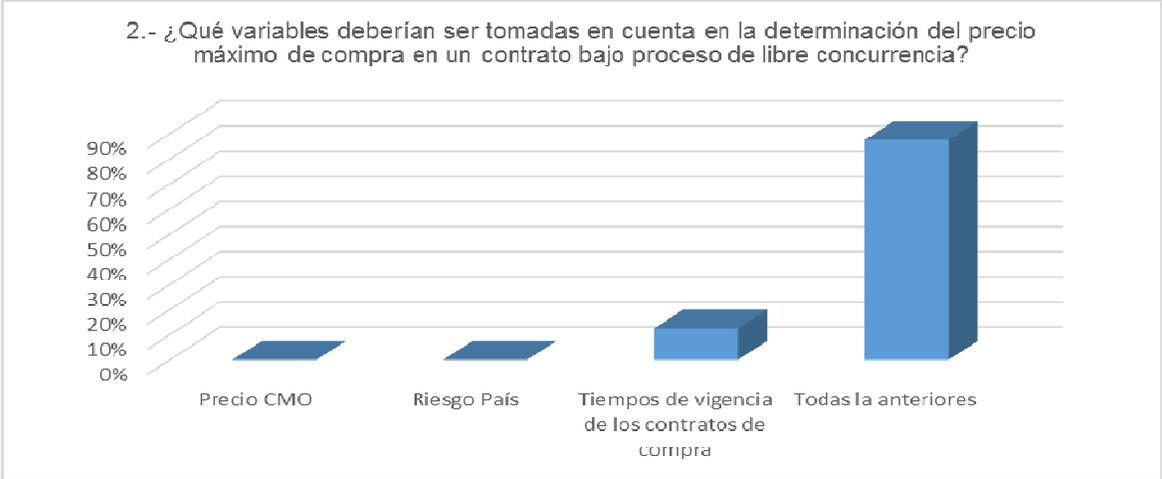
2. En su opinión, ¿Qué variables considera deberían ser tomadas en cuenta en la determinación del precio máximo de compra en un contrato bajo proceso de libre competencia?

Tabla 24: ¿Qué variables considera deberían ser tomadas en cuenta en la determinación del precio máximo de compra en un contrato bajo proceso de libre competencia?

Respuesta	Frecuencia	Porcentaje
Precio CMO	0	0%
Riesgo País	0	0%
Tiempos de vigencia de los contratos de compra	1	13%
Todas la anteriores	7	88%
Total	8	100%

Fuente: Elaboración propia (2017)

Gráfica 2: ¿Qué variables deberían ser tomadas en cuenta en la determinación del precio máximo de compra en un contrato bajo proceso de libre competencia?



Fuente: Elaboración propia (2017)

Análisis de respuesta: Las empresas distribuidoras consultadas (CAESS, CLESA, EEO, DEUSEM, DELSUR, EDESAL, B&D, ABRUZZO) comentan que consideran como variables a tomar en cuenta en la determinación del precio de contrato bajo proceso de contrato de libre competencia todas las respuestas consideradas en la interrogación, siendo precio CMO, riesgo país y tiempos de vigencia de contratos.

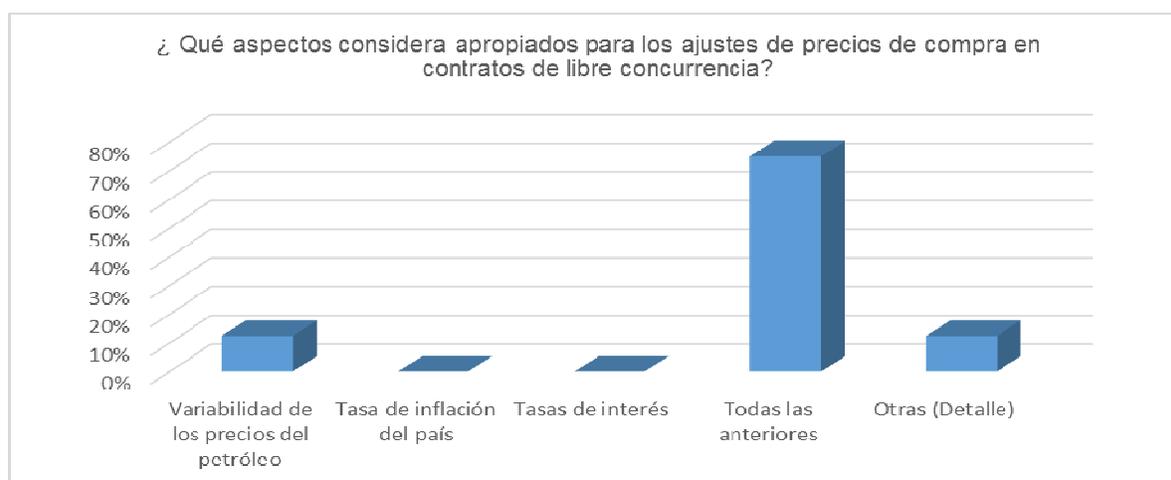
3. ¿Qué aspectos considera apropiados para los ajustes de precios de compra en contratos de libre concurrencia?

Tabla 25: ¿Qué aspectos considera apropiados para los ajustes de precios de compra en contratos de libre concurrencia?

Respuesta	Frecuencia	Porcentaje
Variabilidad de los precios del petróleo	1	13%
Tasa de inflación del país	0	0%
Tasas de interés	0	0%
Todas las anteriores	6	75%
Otras (Detalle)	1	13%
Total	8	100%

Fuente: Elaboración propia (2017)

Gráfica 3: ¿Qué aspectos considera apropiados para los ajustes de precios de compra en contratos de libre concurrencia?



Fuente: Elaboración propia (2017)

Comentarios adicionales a la entrevista: Variabilidad de la fuente energética utilizada para la generación y además para los de largo plazo la tasa de inflación. La tasa de interés la considera el oferente en su oferta.

Análisis de respuesta: Las empresas distribuidoras consultadas (CAESS, CLESA, EEO, DEUSEM, DELSUR, EDESAL, B&D, ABRUZZO) comentan que consideran como variables para el ajuste del precio de contrato bajo proceso de contrato de libre competencia todas las respuestas consideradas en la interrogación, siendo la variabilidad del precio del petróleo, tasa de inflación del país, tasa de interés, además comentan que debe considerarse la variación de la fuente de base de generación del contrato y ante los CLP variables flexibles en el horizonte de tiempo de vigencia.

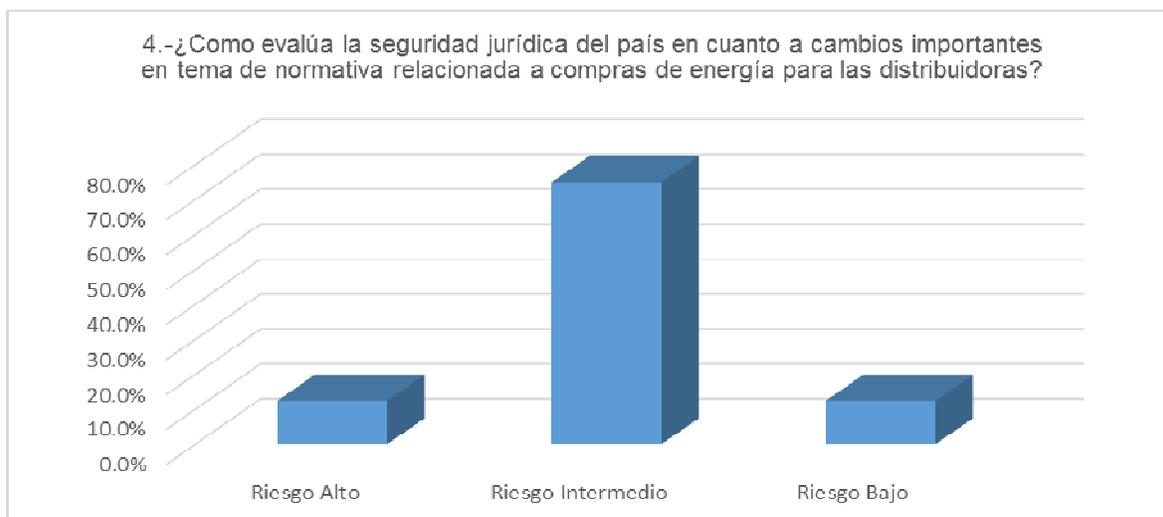
4. ¿Cómo evalúa la seguridad jurídica del país en cuanto a cambios importantes en tema de normativa relacionada a compras de energía para las distribuidoras?

Tabla 26: ¿Cómo evalúa la seguridad jurídica del país en cuanto a cambios importantes en tema de normativa relacionada a compras de energía para las distribuidoras?

Respuesta	Frecuencia	Porcentaje
Riesgo Alto	1	12.5%
Riesgo Intermedio	6	75.0%
Riesgo Bajo	1	12.5%
Total	8	100.0%

Fuente: Elaboración propia (2017)

Gráfica 4: ¿Cómo evalúa la seguridad jurídica del país en cuanto a cambios importantes en tema de normativa relacionada a compras de energía para las distribuidoras?



Fuente: Elaboración propia (2017)

Análisis de respuesta: Las empresas distribuidoras consultadas (CAESS, CLESA, EEO, DEUSEM, DELSUR, EDESAL, B&D, ABRUZZO) comentan que la seguridad jurídica del país representa para ellas un riesgo intermedio con respecto al tema de cambios importantes en la normativa de compras de energía.

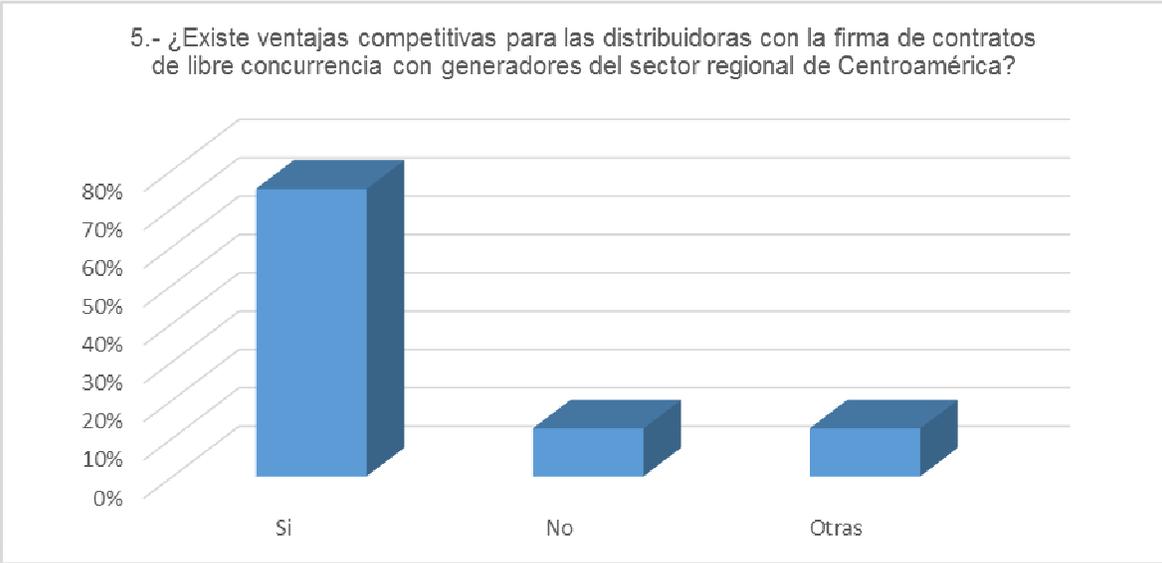
5. En su opinión, ¿Existen ventajas competitivas para las distribuidoras con la firma de contratos de libre concurrencia con generadores del sector regional de Centroamérica?

Tabla 27: ¿Existen ventajas competitivas para las distribuidoras con la firma de contratos de libre concurrencia con generadores del sector regional de Centroamérica?

Respuesta	Frecuencia	Porcentaje
Si	6	75%
No	1	13%
Otras	1	13%
Total	8	100%

Fuente: Elaboración propia (2017)

Gráfica 5: ¿Existen ventajas competitivas para las distribuidoras con la firma de contratos de libre concurrencia con generadores del sector regional de Centroamérica?



Fuente: Elaboración propia (2017)

Comentarios adicionales a la entrevista: La única ventaja es el incremento de competencia en los procesos. Esta ventaja es para el usuario no para la distribuidora ya que estos contratos se transfieren íntegramente a las tarifas.

Análisis de respuesta: Las empresas distribuidoras consultadas (CAESS, CLESA, EEO, DEUSEM, DELSUR, EDESAL, B&D, ABRUZZO) confirman que considera que existen ventajas competitivas para las distribuidoras con la firma de contratos regionales, generando un efecto positivo en los precios de venta para los usuarios finales. Está se considera la razón del incremento de las importaciones de energía para el país en los últimos años.

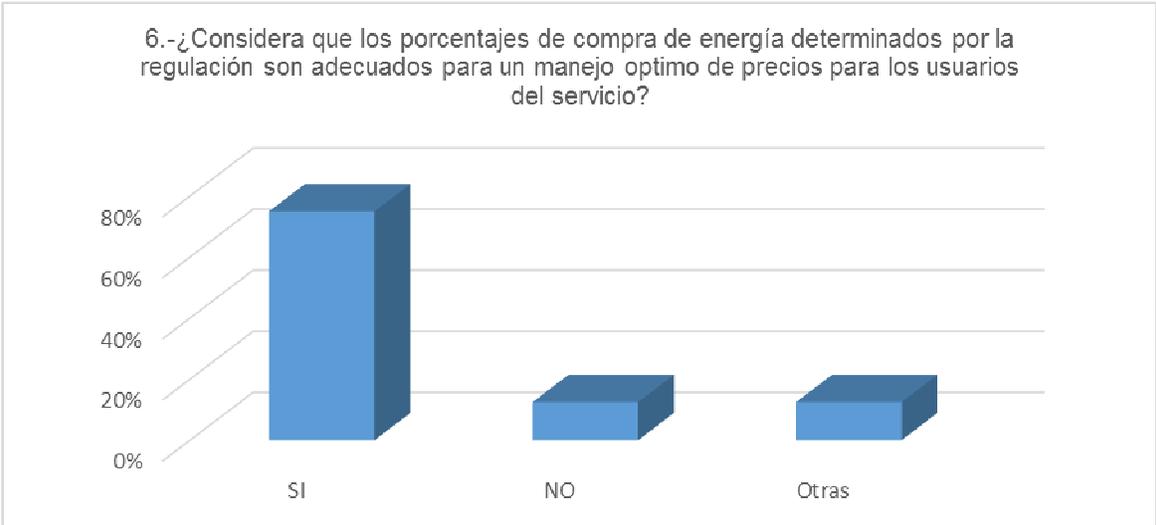
6. En base a normativa de compras de energía, ¿Considera que los porcentajes de compra de energía determinados por la regulación son adecuados para un manejo óptimo de precios para los usuarios del servicio?

Tabla 28: ¿Considera que los porcentajes de compra de energía determinados por la regulación son adecuados para un manejo óptimo de precios para los usuarios del servicio?

Respuesta	Frecuencia	Porcentaje
SI	6	75%
NO	1	13%
Otras	1	13%
Total	8	100%

Fuente: Elaboración propia (2017)

Gráfica 6: ¿Considera que los porcentajes de compra de energía determinados por la regulación son adecuados para un manejo óptimo de precios para los usuarios del servicio?



Fuente: Elaboración propia (2017)

Comentarios adicionales a la entrevista: Considero que debería revisarse en función de un análisis de objetivos perseguidos con la contratación.

Análisis de respuesta: Las empresas distribuidoras consultadas (CAESS, CLESA, EEO, DEUSEM, DELSUR, EDESAL, B&D, ABRUZZO) confirman que los porcentajes de compra de energía son apropiados para optimizar los precios de venta a los usuarios, pero consideran deberían revisarse estos porcentajes en función de los objetivos claros de la contratación.

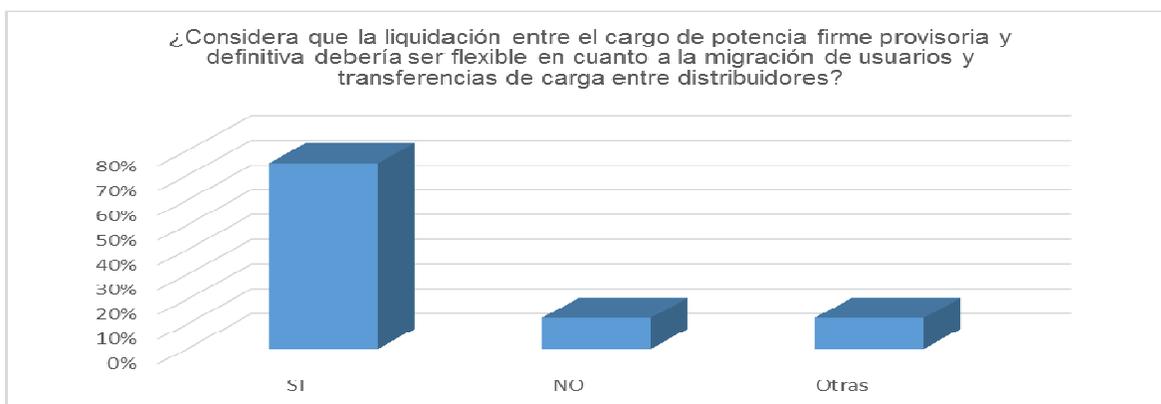
7. En su opinión, ¿Considera que la liquidación entre el cargo de potencia firme provisoria y definitiva debería ser flexible en cuanto a la migración de usuarios y transferencias de carga entre distribuidores?

Tabla 29: ¿Considera que la liquidación entre el cargo de potencia firme provisoria y definitiva debería ser flexible en cuanto a la migración de usuarios y transferencias de carga entre distribuidores?

Respuesta	Frecuencia	Porcentaje
SI	6	75%
NO	1	13%
Otras	1	13%
Total	8	100%

Fuente: Elaboración propia (2017)

Gráfica 7: ¿Considera que la liquidación entre el cargo de potencia firme provisoria y definitiva debería ser flexible en cuanto a la migración de usuarios y transferencias de carga entre distribuidores?



Fuente: Elaboración propia (2017)

Análisis de respuesta: Las empresas distribuidoras consultadas (CAESS, CLESA, EEO, DEUSEM, DELSUR, EDESAL, B&D, ABRUZZO), confirman que la liquidación entre el cargo de potencia firme provisoria debería incorporar flexibilidad en su determinación para evitar el incremento de costos a las distribuidoras.

8. ¿Considera que la compra bajo "Contratos bilaterales" permite lograr precios más competitivos para las distribuidoras?

Tabla 30: ¿Considera que la compra bajo "Contratos bilaterales" permite lograr precios más competitivos para las distribuidoras?

Respuesta	Frecuencia	Porcentaje
SI	8	1
NO	0	0
Total	8	100%

Fuente: Elaboración propia (2017)

Gráfica 8: ¿Considera que la compra bajo "Contratos bilaterales" permite lograr precios más competitivos para las distribuidoras?



Fuente: Elaboración propia (2017)

Análisis de respuesta: Las empresas distribuidoras consultadas (CAESS, CLESA, EEO, DEUSEM, DELSUR, EDESAL, B&D, ABRUZZO) consideran que la compra bajo contratos bilaterales permite obtener precios más competitivos.

9. ¿Considera que en el mercado MRS es posible obtener precios de energía más competitivos que en el establecimiento de compras a base de contratos a largo plazo?

Tabla 31: ¿Considera que en el mercado MRS es posible obtener precios de energía más competitivos que en el establecimiento de compras a base de contratos a largo plazo?

Respuesta
Sí, porque actualmente y debido a que la generación hidráulica ha aumentado, en el MRS se manejan precios más bajos que en los Contratos de Largo Plazo.
Históricamente el precio del MRS ha estado por debajo de precio de los contratos
Claro que sí.
No necesariamente. Dependerá de la matriz energética, precios de petróleo, invierno
Si

Nota: Respuesta de distribuidoras del grupo AES se consolidaron en una sola.

Fuente: Elaboración propia (2017).

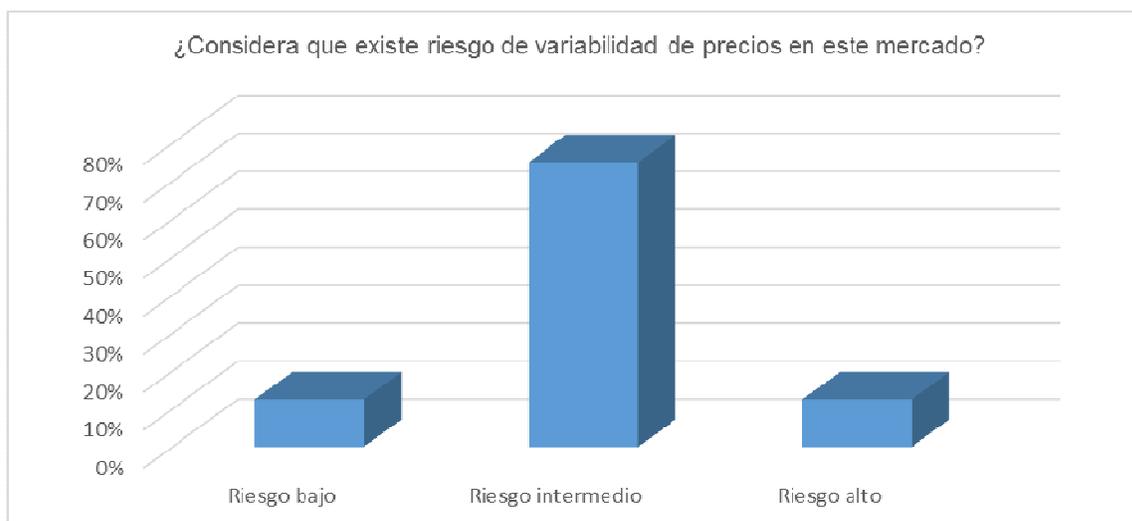
10. En el mercado MRS es posible realizar ventas producto de las desviaciones de contratos de compra, ¿Considera que existe riesgo de variabilidad de precios en este mercado?

Tabla 32: ¿Considera que existe riesgo de variabilidad de precios en este mercado?

Respuesta	Frecuencia	Porcentaje
Riesgo bajo	1	13%
Riesgo intermedio	6	75%
Riesgo alto	1	13%
TOTAL	8	100%

Fuente: Elaboración propia (2017)

Gráfica 9: ¿Considera que existe riesgo de variabilidad de precios en este mercado?



Fuente: Elaboración propia (2017)

Análisis de respuesta: Las empresas distribuidoras consultadas (CAESS, CLESA, EEO, DEUSEM, DELSUR, EDESAL, B&D, ABRUZZO) consideran que existe riesgo de variabilidad de los precios en el mercado MRS a razón de un riesgo de nivel intermedio.

11. ¿Cuál considera puede es la estructura de compra de energía en base a tipo de generación, que optimiza los precios de cargo por energía para el usuario final?

Tabla 33: ¿Cuál considera puede es la estructura de compra de energía en base a tipo de generación, que optimiza los precios de cargo por energía para el usuario final?

Respuesta
Para la optimización de precios se necesita un aporte alto de energía renovable, ésta genera un equilibrio frente a los precios de generación de fuentes convencionales. La estructura de compra tiene un mayor aporte de generación térmica, seguido de generación geotérmica y un pequeño porcentaje de generación solar.
Compra en contratos a largo plazo con una estructura bien analizada para obtener una matriz energética optima, procesos de licitación con reglas que den un riesgo bajo para el oferente, apoyo de las instituciones del estado relacionadas con el desarrollo de proyectos, estabilidad jurídica y alta competencia.
Contratos bilaterales, importaciones al mercado regional, Contratos de libre concurrencia, MRS.
Mix entre energías renovables y energía térmicas (LNG).
Una estructura adecuada al nivel de incorporar energías a base renovable para crear precios más bajos en el mercado.

Fuente: *Elaboración propia (2017)*

3.8.1 Cuestionario aplicado a Personal Administrativo.

Las siguientes preguntas están dirigidas al personal a cargo de la administración financiera y comercial de las empresas distribuidoras de energía eléctrica que laboran en la parte de control operativo de ingresos, flujos y costos.

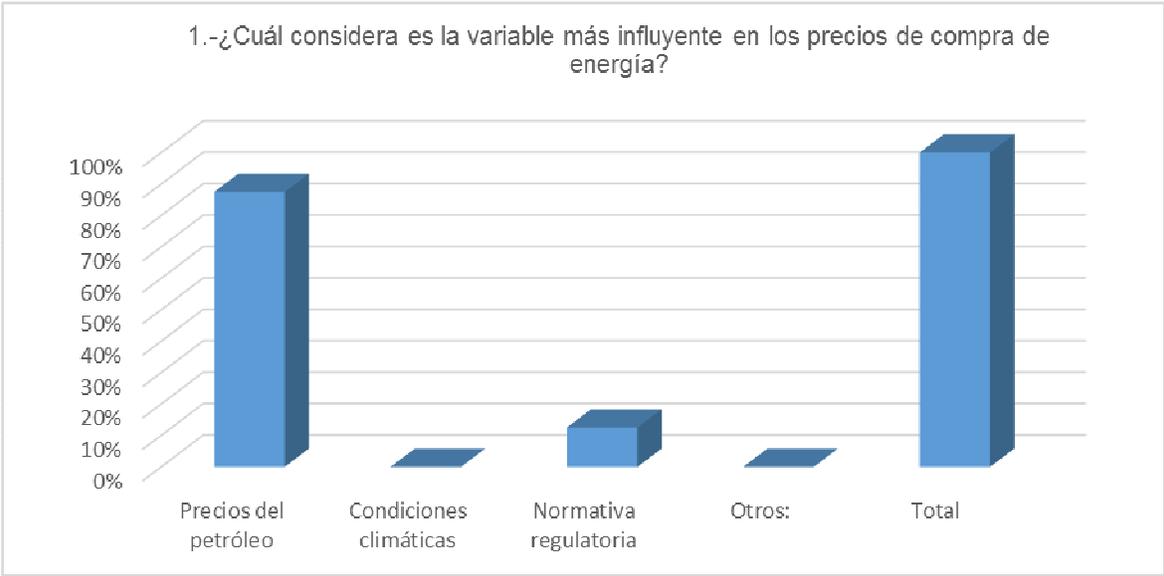
1. ¿Cuál considera es la variable más influyente en los precios de compra de energía?

Tabla 34: ¿Cuál considera es la variable más influyente en los precios de compra de energía?

Respuesta	Frecuencia	Porcentaje
Precios del petróleo	7	88%
Condiciones climáticas	0	0%
Normativa regulatoria	1	13%
Otros:	0	0
Total	8	100%

Fuente: Elaboración propia (2017)

Gráfica 10: ¿Cuál considera es la variable más influyente en los precios de compra de energía?



Fuente: Elaboración propia (2017)

Comentarios: Las empresas distribuidoras consideran que la variable más influyente en los precios de compra y venta de energía son los precios del petróleo.

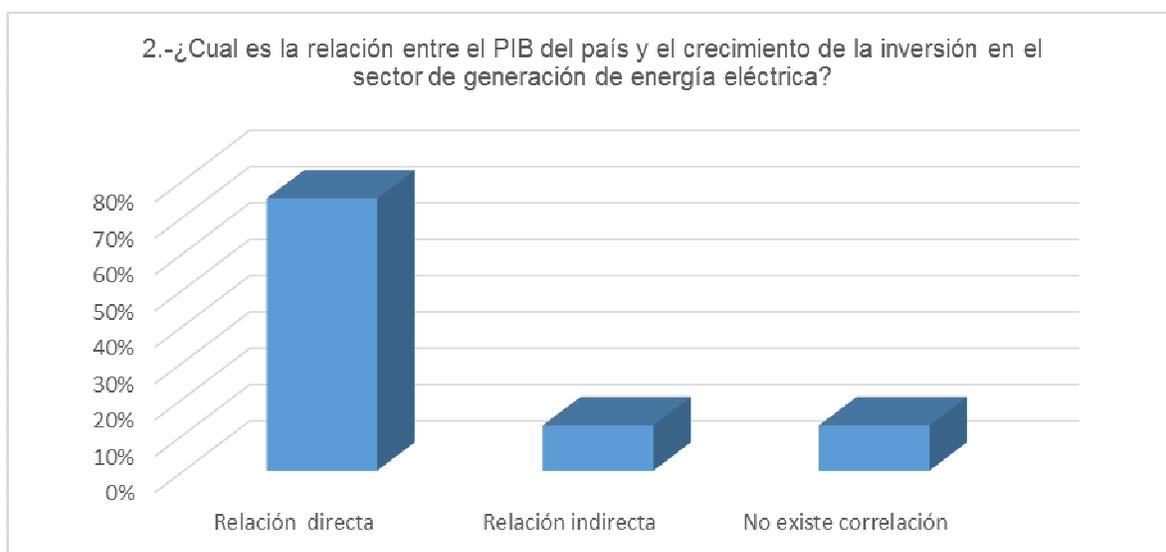
2. En su opinión, ¿Cuál es la relación entre el PIB del país y el crecimiento de la inversión en el sector de generación de energía eléctrica?

Tabla 35: ¿Cuál es la relación entre el PIB del país y el crecimiento de la inversión en el sector de generación de energía eléctrica?

Respuesta	Frecuencia	Porcentaje
Relación directa	6	75%
Relación indirecta	1	13%
No existe correlación	1	13%
Total	8	100%

Fuente: Elaboración propia (2017)

Gráfica 11: ¿Cuál es la relación entre el PIB del país y el crecimiento de la inversión en el sector de generación de energía eléctrica?



Fuente: Elaboración propia (2017).

Comentarios: En base a las respuestas obtenidas se considera que existe relación directa entre el crecimiento de la inversión en el sector de generación con el PIB del país, es importante apostar en una diversificación de la matriz que incorpore seguridad jurídica y beneficios tanto para el usuario final como para la empresa privada de este sector.

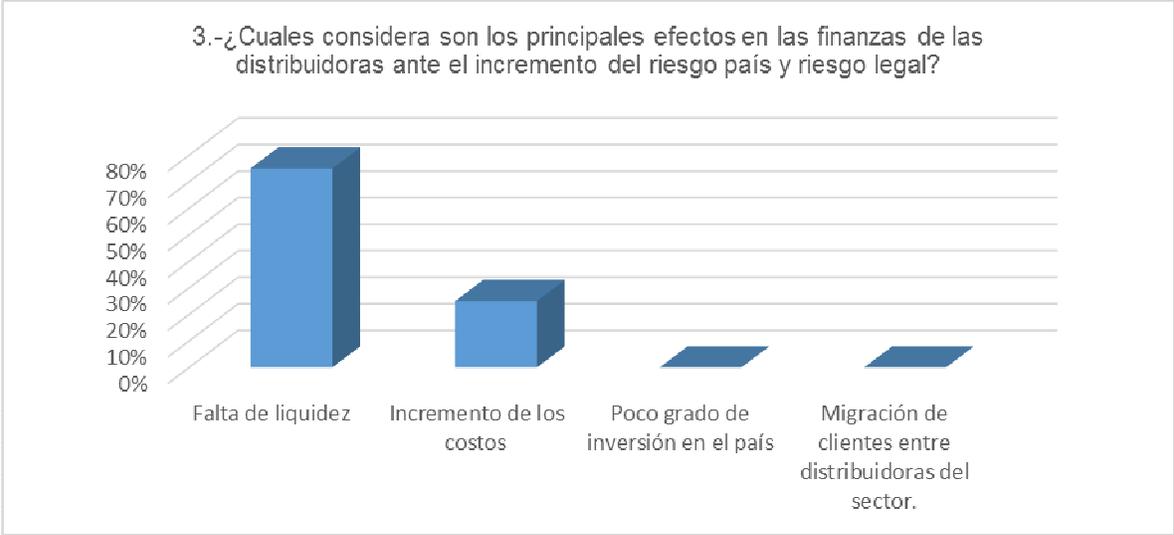
3. ¿Cuáles considera son los principales efectos en las finanzas de las distribuidoras ante el incremento del riesgo país y riesgo legal?

Tabla 36: ¿Cuáles considera son los principales efectos en las finanzas de las distribuidoras ante el incremento del riesgo país y riesgo legal?

Respuesta	Frecuencia	Porcentaje
Falta de liquidez	6	75%
Incremento de los costos	2	25%
Poco grado de inversión en el país	0	0%
Migración de clientes entre distribuidoras del sector.	0	0%
Otras (Detalle):	0	0%
Total	8	100%

Fuente: Elaboración propia (2017)

Gráfica 12: ¿Cuáles considera son los principales efectos en las finanzas de las distribuidoras ante el incremento del riesgo país y riesgo legal?



Fuente: Elaboración propia (2017)

Comentarios: En base a las opiniones de las distribuidoras se considera que los principales efectos financieros que experimentan ante el incremento de riesgo país y legal son falta de liquidez e incremento de los costos.

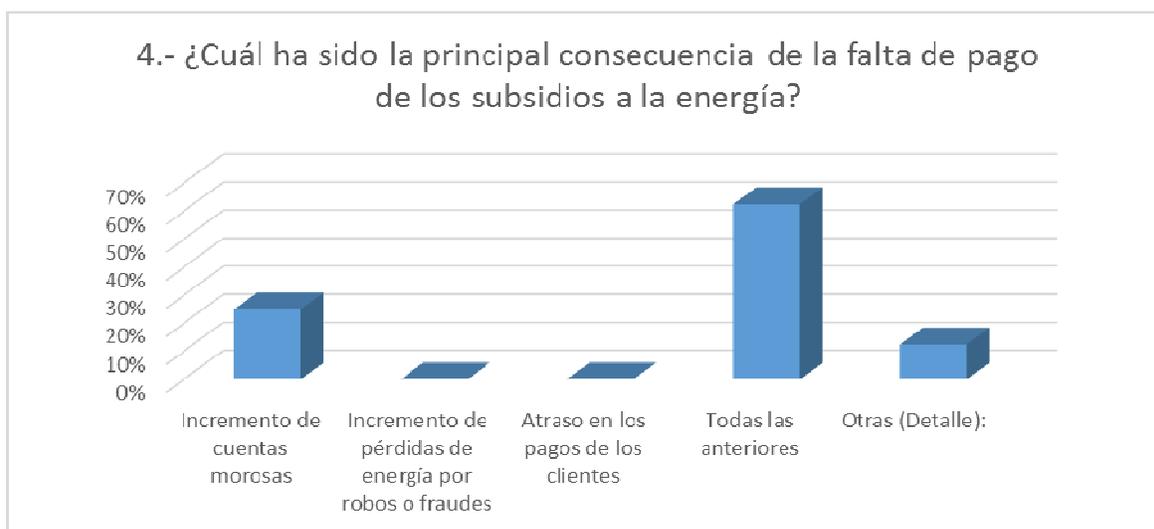
4. El efecto de riesgo país está vinculado con el grado de iliquidez del gobierno Central, afectando el pago de las subvenciones del Gobierno Central, ¿Cuál ha sido la principal consecuencia de la falta de pago de los subsidios a la energía?

Tabla 37: ¿Cuál ha sido la principal consecuencia de la falta de pago de los subsidios a la energía?

Respuesta	Frecuencia	Porcentaje
Incremento de cuentas morosas	2	25%
Incremento de pérdidas de energía por robos o fraudes	0	0%
Atraso en los pagos de los clientes	0	0%
Todas las anteriores	5	63%
Otras (Detalle):	1	13%
Total	8	100%

Fuente: Elaboración propia (2017)

Gráfica 13: ¿Cuál ha sido la principal consecuencia de la falta de pago de los subsidios a la energía?



Fuente: Elaboración propia (2017)

Comentarios: Las empresas distribuidoras ante la falta de pago del subsidio han experimentado incremento en cuentas morosas, incremento de pérdidas no técnicas, atraso en pago de los clientes y atraso en pago a generadores; siendo

esto causa de la falta de pago por parte del Gobierno, por normativa las empresas distribuidoras deben aplicar el monto asignado como subsidio a pesar de no recibir el pago del ejecutivo.

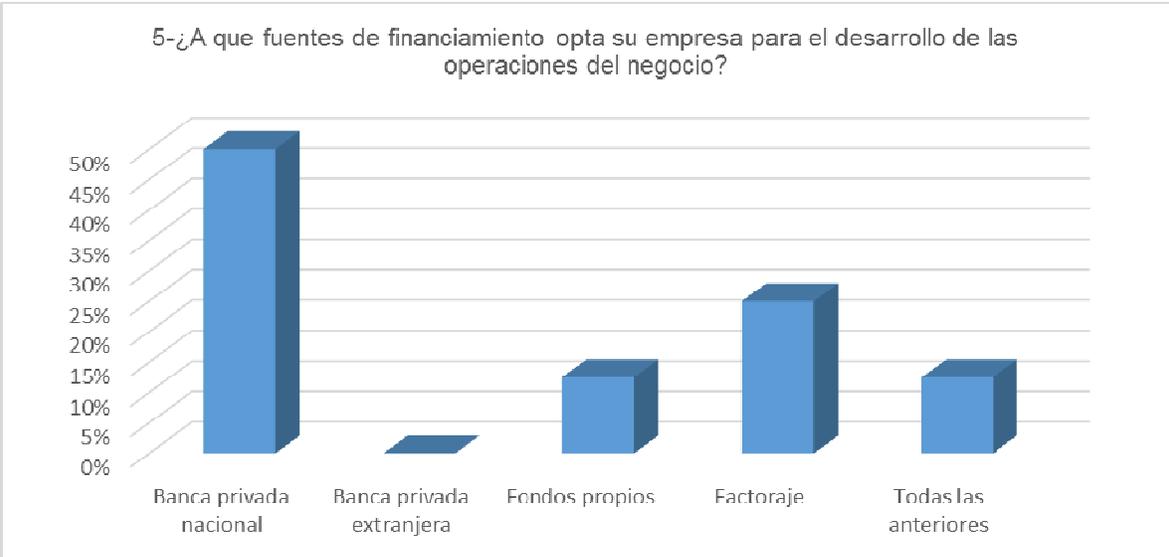
5. ¿A qué fuentes de financiamiento opta su empresa para el desarrollo de las operaciones del negocio?

Tabla 38: ¿A qué fuentes de financiamiento opta su empresa para el desarrollo de las operaciones del negocio?

Respuesta	Frecuencia	Porcentaje
Banca privada nacional	4	50%
Banca privada extranjera	0	0%
Fondos propios	1	13%
Factoraje	2	25%
Todas las anteriores	1	13%
Total	8	100%

Fuente: Elaboración propia (2017)

Gráfica 14: ¿A qué fuentes de financiamiento opta su empresa para el desarrollo de las operaciones del negocio?



Fuente: *Elaboración propia (2017)*

Comentarios: Las empresas distribuidoras optan preferentemente a la fuente de financiamiento en la banca nacional, aunque de igual forma retoman la opción de factoraje y financiamiento con fondos propios.

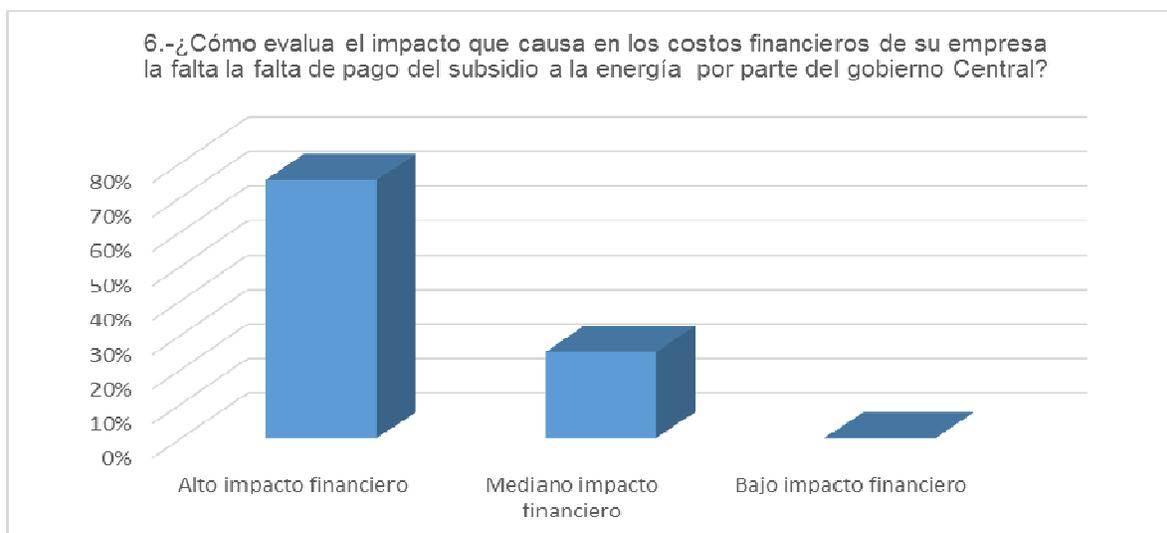
6. ¿Cómo evalúa el impacto que causa en los costos financieros de su empresa la falta la falta de pago del subsidio a la energía por parte del gobierno Central?

Tabla 39: ¿Cómo evalúa el impacto que causa en los costos financieros de su empresa la falta la falta de pago del subsidio a la energía por parte del Gobierno Central?

Respuesta	Frecuencia	Porcentaje
Alto impacto financiero	6	75%
Mediano impacto financiero	2	25%
Bajo impacto financiero	0	0%
Otros	0	0%
Total	8	100%

Fuente: Elaboración propia (2017)

Gráfica 15: ¿Cómo evalúa el impacto que causa en los costos financieros de su empresa la falta la falta de pago del subsidio a la energía por parte del Gobierno Central?



Fuente: Elaboración propia (2017)

Comentarios: Las empresas distribuidoras evalúan que los costos financieros de su empresa son altamente impactados por la falta de pago del subsidio, esto debido a que deben corresponder con sus propios fondos el pago a los generadores y sufragar los costos asociados a la compra de energía.

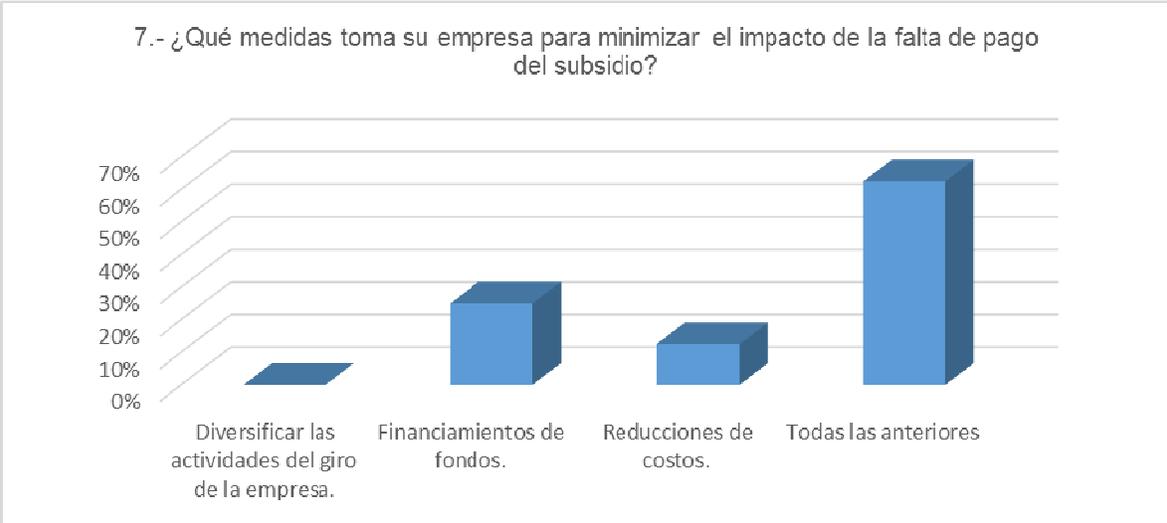
7. ¿Qué medidas toma su empresa para minimizar el impacto de la falta de pago del subsidio?

Tabla 40: ¿Qué medidas toma su empresa para minimizar el impacto de la falta de pago del subsidio?

Respuesta	Frecuencia	Porcentaje
Diversificar las actividades de la empresa.	0	0%
Financiamientos de fondos.	2	25%
Reducciones de costos.	1	13%
Todas las anteriores	5	63%
Total	8	100%

Fuente: Elaboración propia (2017)

Gráfica 16: ¿Qué medidas toma su empresa para minimizar el impacto de la falta de pago del subsidio?



Fuente: *Elaboración propia (2017)*

Comentarios: Las empresas distribuidoras optan por la obtención de financiamiento como medida de gestión por la falta de pago del subsidio, de igual forma algunas reducen costos y otras en menor medida diversifican las actividades del giro de distribución de la empresa.

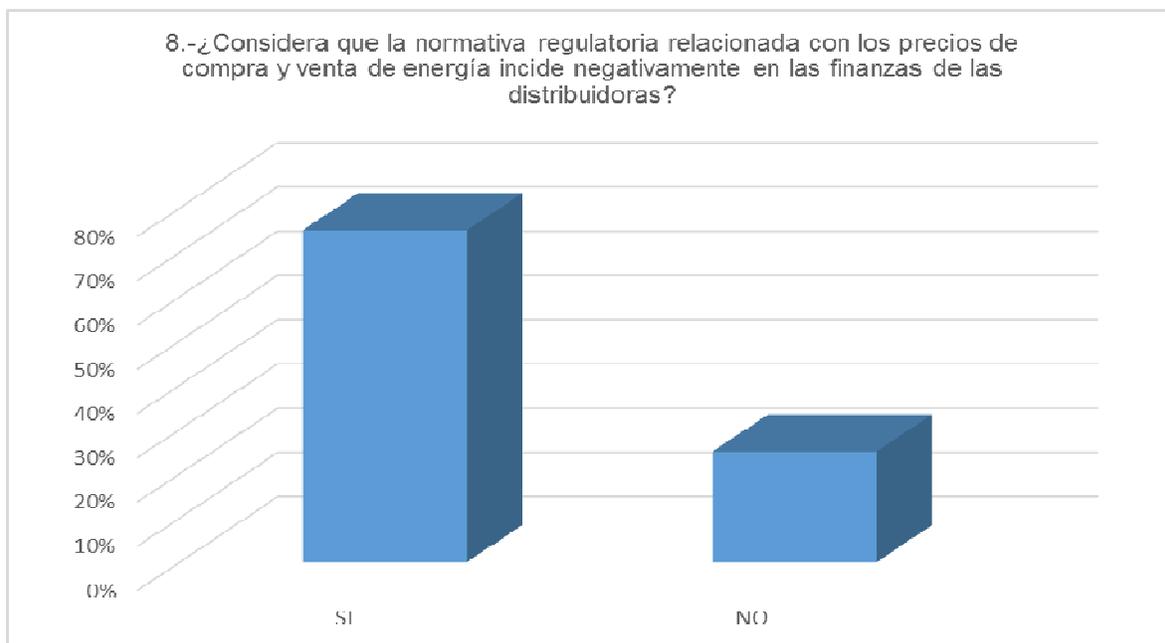
8. ¿Considera que la normativa regulatoria relacionada con los precios de compra y venta de energía incide negativamente en las finanzas de las distribuidoras?

Tabla 41: ¿Considera que la normativa regulatoria relacionada con los precios de compra y venta de energía incide negativamente en las finanzas de las distribuidoras?

Respuesta	Frecuencia	Porcentaje
SI	6	75%
NO	2	25%
TOTAL	8	100%

Fuente: Elaboración propia (2017)

Gráfica 17: ¿Considera que la normativa regulatoria relacionada con los precios de compra y venta de energía incide negativamente en las finanzas de las distribuidoras?



Fuente: Elaboración propia (2017)

Comentarios: El 80% del universo de empresas distribuidoras de energía eléctrica considera que la normativa regulatoria actual relacionada con los precios de compra y venta de energía incide negativamente en las finanzas de la misma, esto debido a los efectos financieros derivados del descalce, riesgo de pérdida de clientes, pago de subsidio, entre otros.

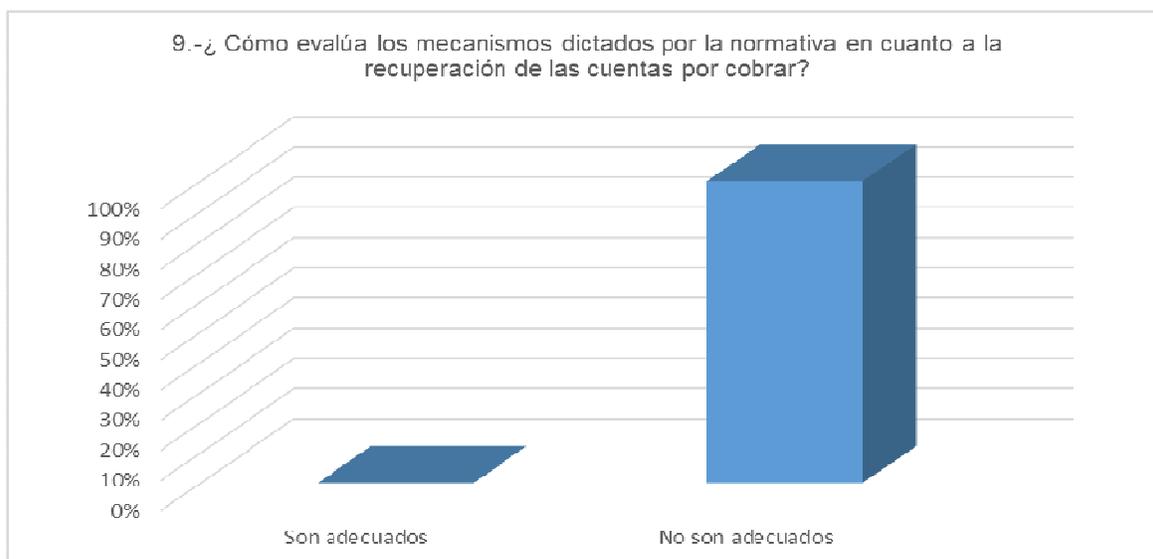
9. ¿Cómo evalúa los mecanismos dictados por la normativa en cuanto a la recuperación de las cuentas por cobrar?

Tabla 42: ¿Cómo evalúa los mecanismos dictados por la normativa en cuanto a la recuperación de las cuentas por cobrar?

Respuesta	Frecuencia	Porcentaje
Son adecuados	0	0%
No son adecuados	8	100%
Otros	0	0%
TOTAL	8	100%

Fuente: Elaboración propia (2017)

Gráfica 18: ¿Cómo evalúa los mecanismos dictados por la normativa en cuanto a la recuperación de las cuentas por cobrar?



Fuente: Elaboración propia (2017)

Comentarios: Las empresas distribuidoras evalúan como inadecuados los mecanismos establecidos por la normativa en el tema de recuperación de las cuentas por cobrar, esto debido al tiempo establecido de tratamiento obligatorio y la metodología de cálculo de los intereses por mora ante la falta de pago.

10. ¿Considera que el periodo actual de aprobación del pliego tarifario de precios por cargo de energía es adecuado? Si, No ¿Por qué?

Tabla 43: ¿Considera que el periodo actual de aprobación del pliego tarifario de precios por cargo de energía es adecuado?

Respuesta
No, porque los costos se actualizan mes a mes y el pliego tiene un desfase de tres meses. En algunos meses las distribuidoras debemos soportar flujos negativos a causa de los altos costos de compra de energía.
No, porque se debería hacer en menor tiempo que trimestralmente, como actualmente es.
No. Se debería reducir a ajustes mensuales.
Si para el tema de cargo por energía, pero no es adecuado para la liquidación de la potencia en la UT.
Si. Ya que es el ajuste que se realiza de acuerdo con cada trimestre.

Fuente: Elaboración propia (2017)

Comentarios: En base a las respuestas obtenidas de las distribuidoras se observa que las opiniones de las mismas, en su mayoría concluyen en que el periodo actual de aprobación es inadecuado para el tema de costos por compra que deben cubrir hasta el trimestre de vigencia del nuevo precio.

De igual forma consideran que el periodo de liquidación ante la UT es inapropiado para el tema de potencia firme provisoria y definitiva.

11. ¿Considera apropiado el tratamiento que determina la normativa en cuanto a las cuentas morosas y la aplicación de los porcentajes de interés por mora? Si, No
¿Por qué?

Tabla 44: ¿Considera apropiado el tratamiento que determina la normativa en cuanto a las cuentas morosas y la aplicación de los porcentajes de interés por mora? Si, No ¿Por qué?

Respuesta
No, el tiempo de 6 meses de facturación durante el periodo inactivo genera mora ficticia que posteriormente se envía a una pérdida para la empresa. Considero que el retiro debería ser a los 3 meses.
No considero que la normativa se apropiado, porque se necesita actualización de las modalidades apegadas a los medios de comunicación actuales, y si considero apropiado la aplicación de los porcentajes de los intereses por mora.
No. Es necesario adicionar un cargo fijo por vencimiento, para eliminar ese círculo vicioso.
No, el costo de pagar tarde para el usuario es relativo al monto deudor y no incorpora variables para cada tipo de cliente.
No. Porque permite tener mucho tiempo activa la mora.

Fuente: Elaboración propia (2017)

Comentarios: Las empresas distribuidoras consideran inadecuado el periodo actual de mantenimiento de las cuentas morosas, ya que según normativa deben mantenerse vigentes por un periodo de 6 meses después de su desconexión; en dicho periodo se acumulan saldos que pueden concluir en ser saldos incobrables para la empresa.

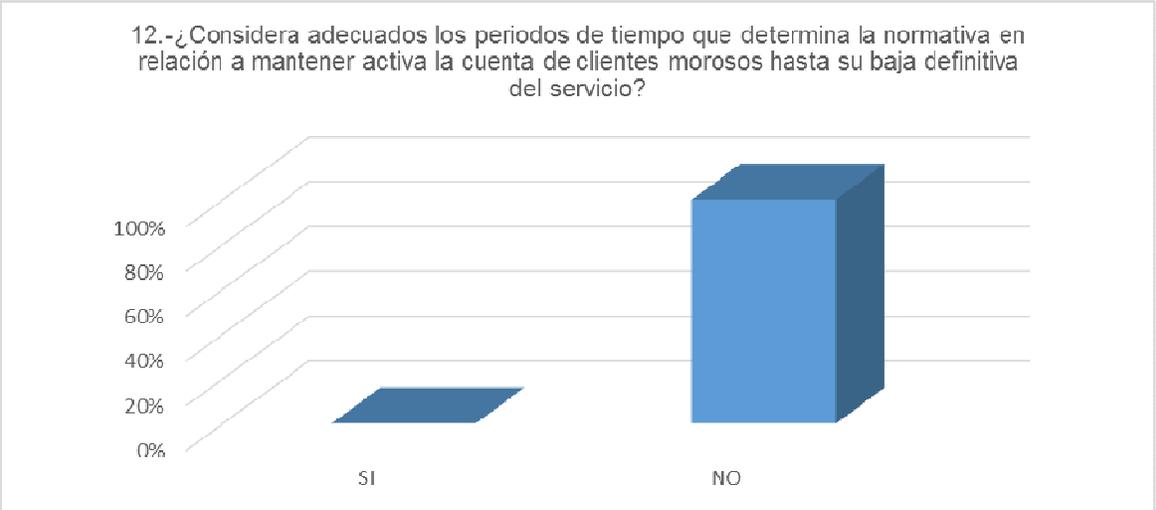
12. En su opinión, ¿Considera adecuados los periodos de tiempo que determina la normativa en relación con mantener activa la cuenta de clientes morosos hasta su baja definitiva del servicio?

Tabla 45: ¿Considera adecuados los periodos de tiempo que determina la normativa en relación con mantener activa la cuenta de clientes morosos hasta su baja definitiva del servicio?

Respuesta	Frecuencia	Porcentaje
SI	0	0%
NO	8	100%
TOTAL	8	100%

Fuente: Elaboración propia (2017)

Gráfica 19: ¿Considera adecuados los periodos de tiempo que determina la normativa en relación con mantener activa la cuenta de clientes morosos hasta su baja definitiva del servicio?



Fuente: Elaboración propia (2017)

Comentarios: Esta respuesta muestra el respaldo de la opinión mostrada en la pregunta No. 11.

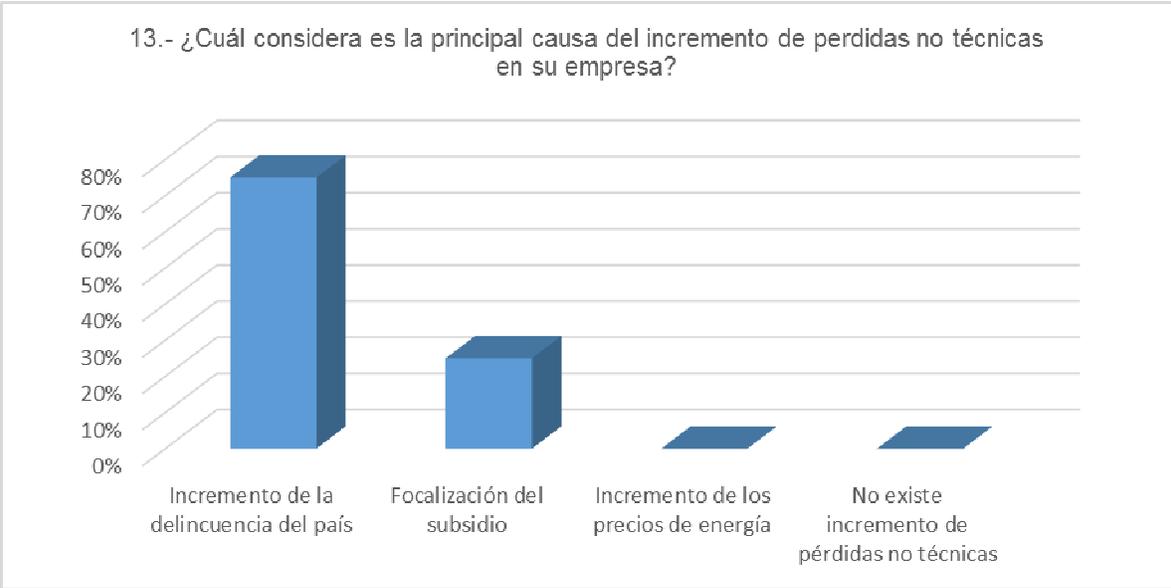
13. ¿Cuál considera es la principal causa del incremento de pérdidas no técnicas en su empresa?

Tabla 46: ¿Cuál considera es la principal causa del incremento de pérdidas no técnicas en su empresa?

Respuesta	Frecuencia	Porcentaje
Incremento de la delincuencia del país	6	75%
Focalización del subsidio	2	25%
Incremento de los precios de energía	0	0%
No existe incremento de pérdidas no técnicas	0	0%
TOTAL	8	100%

Fuente: Elaboración propia (2017)

Gráfica 20: ¿Cuál considera es la principal causa del incremento de pérdidas no técnicas en su empresa?



Fuente: *Elaboración propia (2017)*

Comentarios: La respuesta de las empresas distribuidoras muestra claramente que su incremento de pérdidas no técnicas de energía se debe al incremento de la situación delincencial del país, y en parte también a la disminución de beneficiarios al subsidio a la energía; lo cual crea condiciones para que los usuarios busquen alternativas que afecten el registro correcto del consumo en los equipos de medición.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DEL RIESGO REGULATORIO EN LOS PRECIOS DE COMPRA Y VENTA DE ENERGÍA Y SU EFECTO EN LOS FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE EL SALVADOR DURANTE LOS AÑOS 2015 A 2016.

CAPITULO IV: ANÁLISIS DEL RIESGO REGULATORIO EN LOS PRECIOS DE COMPRA Y VENTA DE ENERGÍA Y SU EFECTO EN LOS FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE EL SALVADOR DURANTE LOS AÑOS 2015 Y 2016.

Introducción.

El análisis financiero consiste en crear un criterio analítico e interpretación, a través de técnicas y métodos especiales de información económica y financiera la cual es proporcionada por sus movimientos actuales, para tal efecto se utilizó el estudio de los flujos de caja libre mediante el análisis de los precios y consumos históricos así como proyectando mediante los cambios de las variables de precios para el petróleo, el costo marginal de operación, etc.

El análisis de la empresa CAESS, a través del estudio del comportamiento de sus tarifas son determinadas en parte por variables macroeconómicas externas y por aspectos de tipo regulatorio, entre las cuales se puede mencionar, el precio del petróleo, riesgo país, condiciones climáticas y el incremento de las energías renovables no convencionales.

Se presenta un análisis que aporta información muy útil para conocer el efecto del riesgo regulatorio en la determinación de los precios de compra y venta de energía en los flujos de fondos de la distribuidora.

4.1 Efectos Financieros en las Tarifas de Compra y Venta.

Se presenta un análisis que muestra el efecto directo de las variables que afectan los flujos de fondos de las distribuidoras provenientes de la facturación del cargo por energía.

4.1.1 Calce y Descalce Financiero de las Tarifas.

El calce financiero se refiere a la asociación de un activo y un pasivo mediante la congruencia en plazo y tasa.

Cuando el plazo del activo asociado (Cuenta por cobrar-ingreso) es inferior al plazo del pasivo (Compras de energía), se produce una situación denominada "descalce"; esta situación se considera inherente al riesgo regulatorio debido a la estructura de determinación de tarifas de compra y venta en base al marco regulatorio actual.

En el enfoque propio del tema de investigación, los precios de compra y venta de energía trimestrales son aprobados para las distribuidoras por medio del visto bueno de SIGET. Esta metodología de aplicación contiene el efecto de un descalce de tiempos.

Los costos de la energía suministrada no constituyen parte del negocio de la distribución, por lo que únicamente se trasladan a las tarifas cobradas a los usuarios finales (*pass through*).

El costo de abastecimiento de energía eléctrica representa la mayor parte de la tarifa al consumidor final (aproximadamente 80%) y, por ende, del flujo de caja de la empresa. Para cumplir los compromisos de suministro, los distribuidores deben contratar los porcentajes mínimos de su demanda de potencia máxima y energía asociada hasta en un 70% durante el periodo transitorio que finaliza en el año 2019 de igual forma al finalizar dicho año, las distribuidoras deberán cubrir el 30% de la demanda máxima deberá ser cubierto por contratos de largo plazo mayores a 5 años.

4.1.2 Precios de la Energía a Trasladar a Tarifas (PETT).

Estos precios contienen todo el detalle de costos involucrados en las operaciones de compra de energía de la distribuidora, se determinan en base a la metodología de compra que permite consolidar todos los costos involucrados con la compra entre toda la energía comprada en el mercado mayorista.

Dichos precios son aprobados por SIGET a más tardar el décimo día hábil de cada periodo de cambio de tarifa, deberán ser estructurados por la distribuidora en base de cada categoría tarifaria afectando los precios PETT con factores intertarifarios e índices de pérdidas de energía en baja y media tensión; el resultado de esta adaptación serán los precios de aplicación para el consumo del usuario final para el siguiente trimestre de su erogación por parte de la distribuidora.

4.1.3 Precios de Compra de la Energía.

Respecto de los precios pagados por la energía se presentan dos tipos de retraso en la recuperación, vía tarifa, del costo de adquisición:

1. En el mercado de contratos, los precios reconocidos en las tarifas que se cobran al usuario final corresponden a los pagos que el distribuidor efectúa al generador por el suministro de la energía adquirida en el trimestre anterior. Las variaciones en el total pagado por el distribuidor de un trimestre a otro son recuperadas hasta que la tarifa los incorpore en el siguiente ajuste.
2. En el MRS, el monto que paga el distribuidor no es recuperado en su totalidad sino hasta el trimestre posterior al de su compra. Esto debido a que el precio reconocido en la tarifa trimestral no es el precio real, sino un precio de referencia. De modo que, para cada trimestre, los diferenciales entre los precios efectivamente pagados respecto del precio de referencia son financiados hasta el siguiente trimestre, en el cual se ajustan al ser expresamente reconocidos

Cabe mencionar que este descalce financiero puede ocasionar el pago de costos más elevados durante un periodo y recuperar los mismos en el siguiente periodo de vigencia de los precios, siempre y cuando su demanda de energía se mantenga en el margen de proyección de ventas.

Al analizar las tarifas por cargo de energía para la empresa CAESS, se observa el efecto financiero del descalce de las variaciones de las tarifas:

Tabla 47: Descalce Financiero de las Tarifas Históricas.

TARIFAS PETT-TRIMESTRES AÑO 2015				
Categoría tarifaria 1T-2015	Consumo Prom_(KWh)	Ventas	Compras	Flujo trimestral
Pequeña Demanda	11,624.52	\$ 1,738.17	\$ 1,416.93	\$ 321.24
Mediana Demanda	53,631.03	\$ 8,673.83	\$ 7,013.96	\$ 1,659.87
Gran Demanda	202,015.96	\$ 32,515.91	\$ 26,203.22	\$ 6,312.69
Totales	267,271.51	\$ 42,927.91	\$ 34,634.11	\$ 8,293.80
Precios promedio de energía (PETT)		\$ 151.65	\$ 122.24	Flujo Positivo

Categoría tarifaria 2T-2015	Consumo Prom_(KWh)	Ventas	Compras	Flujo trimestral
Pequeña Demanda	11,624.52	\$ 1,416.93	\$ 1,499.86	\$ (82.93)
Mediana Demanda	53,631.03	\$ 7,013.96	\$ 7,429.22	\$ (415.27)
Gran Demanda	202,015.96	\$ 26,203.22	\$ 27,775.57	\$ (1,572.34)
Totales	267,271.51	\$ 34,634.11	\$ 36,704.65	\$ (2,070.54)
Precios promedio de energía (PETT)		\$ 122.24	\$ 129.55	Flujo negativo

Categoría tarifaria 3T-2015	Consumo Prom_(KWh)	Ventas	Compras	Flujo trimestral
Pequeña Demanda	11,624.52	\$ 1,499.86	\$ 1,478.91	\$ 20.96
Mediana Demanda	53,631.03	\$ 7,429.22	\$ 7,370.48	\$ 58.75
Gran Demanda	202,015.96	\$ 27,775.57	\$ 27,622.38	\$ 153.18
Totales	267,271.51	\$ 36,704.65	\$ 36,471.76	\$ 232.89
Precios promedio de energía (PETT)		\$ 129.55	\$ 128.81	Flujo positivo

Categoría tarifaria 4T-2015	Consumo Prom_(KWh)	Ventas	Compras	Flujo trimestral
Pequeña Demanda	11,624.52	\$ 1,478.91	\$ 1,738.17	\$ (259.26)
Mediana Demanda	53,631.03	\$ 7,370.48	\$ 8,673.83	\$ (1,303.35)
Gran Demanda	202,015.96	\$ 27,622.38	\$ 32,515.91	\$ (4,893.53)
Totales	267,271.51	\$ 36,471.76	\$ 42,927.91	\$ (6,456.14)
Precios promedio de energía (PETT)		\$ 128.81	\$ 105.12	Flujo negativo

Fuente: Elaboración propia (2017)

Tabla 48: Descalce Financiero de las Tarifas Históricas.

TARIFAS PETT-TRIMESTRES AÑO 2016				
Categoría tarifaria 1T-2016	Consumo Prom_ (KWh)	Ventas	Compras	Flujo trimestral
Pequeña Demanda	11,624.52	\$ 1,738.17	\$ 1,025.62	\$ 712.54
Mediana Demanda	53,631.03	\$ 8,673.83	\$ 5,086.72	\$ 3,587.11
Gran Demanda	202,015.96	\$ 32,515.91	\$ 19,014.88	\$ 13,501.02
Totales	267,271.51	\$ 42,927.91	\$ 25,127.23	\$ 17,800.68
Precios promedio de energía (PETT)		\$ 105.12	\$ 88.70	Flujo positivo

Categoría tarifaria 2T-2016	Consumo Prom_ (KWh)	Ventas	Compras	Flujo trimestral
Pequeña Demanda	11,624.52	\$ 1,025.62	\$ 1,128.83	\$ (103.21)
Mediana Demanda	53,631.03	\$ 5,086.72	\$ 5,609.77	\$ (523.05)
Gran Demanda	202,015.96	\$ 19,014.88	\$ 20,958.18	\$ (1,943.29)
Totales	267,271.51	\$ 25,127.23	\$ 27,696.78	\$ (2,569.55)
Precios promedio de energía (PETT)		\$ 88.70	\$ 97.78	Flujo negativo

Categoría tarifaria 3T-2016	Consumo Prom_ (KWh)	Ventas	Compras	Flujo trimestral
Pequeña Demanda	11,624.52	\$ 1,128.83	\$ 1,217.84	\$ (89.01)
Mediana Demanda	53,631.03	\$ 5,609.77	\$ 6,053.75	\$ (443.98)
Gran Demanda	202,015.96	\$ 20,958.18	\$ 22,642.35	\$ (1,684.17)
Totales	267,271.51	\$ 27,696.78	\$ 29,913.94	\$ (2,217.16)
Precios promedio de energía (PETT)		\$ 97.78	\$ 105.62	Flujo negativo

Categoría tarifaria 4T-2016	Consumo Prom_ (KWh)	Ventas	Compras	Flujo trimestral
Pequeña Demanda	11,624.52	\$ 1,217.84	\$ 1,349.40	\$ (131.56)
Mediana Demanda	53,631.03	\$ 6,053.75	\$ 6,749.94	\$ (696.18)
Gran Demanda	202,015.96	\$ 22,642.35	\$ 25,298.03	\$ (2,655.68)
Totales	267,271.51	\$ 29,913.94	\$ 33,397.36	\$ (3,483.42)
Precios promedio de energía (PETT)		\$ 105.62	\$ 118.51	Flujo negativo

Fuente: Elaboración propia (2017)

4.1.4 Riesgo de Pérdida ante Disminución de Demanda.

La disminución de la cantidad de clientes como consecuencia de las prácticas de la libre competencia del sector eléctrico de El Salvador repercute en el equilibrio económico-financiero de las distribuidoras. En términos generales, hay tres mecanismos principales de afectación incierta de los ingresos de dichas distribuidoras.

La determinación de potencia firme y provisoria (ROBCP, 6.3. Unidad de Transacciones), es aquella potencia que una central o unidad generadora puede garantizar en condiciones críticas de abastecimiento y se determina con la metodología que se indica en el Reglamento ROBCP SP.

La fuga de clientes, en el marco de los ajustes tarifarios, favorece condiciones que pueden generar situaciones de desequilibrio financiero para las empresas, ya que al disminuir la demanda de clientes puede resultar afectado el pronóstico de demanda máxima de energía, el cual causará un ajuste en las tarifas que recaerá en los consumidores cautivos, o sea, los clientes que se dan de baja no se llevan la carga financiera que han generado.

El primer mecanismo se da cuando las migraciones de usuarios de una empresa distribuidora hacia otra, reduciendo significativamente la base de demanda de potencia o energía sobre la cual aplicar los cargos tarifarios, afectando directamente a los ingresos.

El segundo mecanismo se presenta por la firma de contratos de largo plazo con generadores para poder abastecer a la demanda. Ante una disminución

importante de demanda, las distribuidoras pueden quedar con un contrato de abastecimiento que resulte sobredimensionado para sus necesidades. Hasta el momento la Ley no estipula una figura de renegociación de contratos a largo plazo para la compra de energía.

El tercer mecanismo está dado por el esquema de recuperación del precio de la energía, dado que la diferencia entre el precio de compra de energía en el MRS respecto del precio de reconocido en tarifa se traslada al costo de energía del período siguiente, el cual se aplicará sobre una base de demanda menor debido a la disminución en la cantidad de usuarios. Esta reducción afecta la recuperación del componente precio de energía eléctrica para la empresa distribuidora.

Efecto financiero ante disminución en la potencia provisoria y firme.

El ROBCP establece que las distribuidoras deben incorporar en las tarifas un cargo de capacidad que reconocerá los costos fijos de las empresas generadoras por reconocimiento de su capacidad instalada, dicho precio es autorizado por SIGET y se aplica a cada MWh de compra por parte de la distribuidora.

A continuación, se detalla en los siguientes cuadros el efecto de la liquidación de la potencia firme provisoria y la potencia firme definitiva.

Tabla 49: Potencia definitiva Menor a Potencia Provisoria.

Caso 1. Potencia definitiva es menor a potencia provisoria		
Demanda CAESS- GWh	2281	GWh
Demanda CAESS-MWh	2281000	MWh
Factor de disminución de potencia	-10%	Potencia
Cargo de capacidad MWh	\$17.12	
Potencia firma provisoria US\$/MWh	\$39,050.72	
Potencia firme definitiva MWh	2052900	Aprox. Mayo
Potencia definitiva US\$/MWh	\$35,145.65	
Ajuste de liquidación UT	(\$3,905.07)	
La tarifa del trimestre siguiente se afecta en:	(\$3,905.07)	Efecto en los flujos de la distribuidora Ingreso a la distribuidora, pero reduce la tarifa PETT.

Fuente: Elaboración propia (2017).

Tabla 50: Caso potencia definitiva es mayor a la provisoria.

Caso 2. Caso potencia definitiva es mayor a la provisoria		
Demanda CAESS- GWh	2281	GWH
Demanda CAESS-MWh	2281000	MWH
Factor de disminución de potencia	20%	Potencia
Cargo de capacidad MWh	\$17.12	Potencia
Potencia firma provisoria US\$/MWh	\$39,050.72	
Potencia firme definitiva MWh	2737200	
Potencia definitiva US\$/MWh	\$46,860.86	Aprox. Mayo
Ajuste de liquidación UT	\$7,810.14	
La tarifa del trimestre siguiente se afecta en:	\$7,810.14	Efecto en los flujos de la distribuidora. Costos adicionales de compra para la distribuidora, aumenta la tarifa PETT.

Fuente: Elaboración propia (2017)

En el mes de Junio de cada año, la Unidad de Transacciones determina las capacidades firmes correspondientes al próximo período que va desde junio del año en curso a mayo del año siguiente. Estas capacidades firmes se denominarán firmes provisorias y permanecerán vigentes por doce meses.

Una vez transcurrido el período anual de Junio del año anterior a mayo del año en curso, se determinarán las transacciones de capacidad firme definitiva mediante un procedimiento que consiste en calcular la demanda máxima real del sistema y la demanda reconocida con base a los retiros reales.

El resultado del balance de capacidad firme definitiva se compara con los montos pagados, a título de capacidad firme provisorias, a lo largo del período anual de junio del año anterior a mayo del año en curso y se liquidan las diferencias, las cuales serán incluidas en el Documento de Transacciones Económicas (DTE) del mes de mayo.

4.1.5 Pérdidas de Energía.

Las pérdidas de energía se producen cuando las compras de energía son mayores a las ventas o facturaciones de energía, incluyendo en este rango de pérdidas un porcentaje considerado inherente a las actividades de transmisión y

distribución de energía eléctrica que la SIGET permite incluir en la tarifa del cargo de distribución y comercialización.

Pérdidas Eléctricas Técnicas.

Las pérdidas técnicas están vinculadas con la energía que se pierde en el proceso de transformación, medición y transporte de la electricidad a través del uso de materiales, equipos y desde el punto de vista de las leyes físicas es imposible reducirla a cero por ciento las pérdidas técnicas.

Pérdidas Eléctricas No Técnicas.

Las pérdidas de energía no técnicas en el ámbito de la distribución de energía eléctrica pueden tener diferentes orígenes, sean estos bajo o sin responsabilidad de la empresa distribuidora de energía. Pueden deberse a diferentes acciones ilegales llevadas a cabo por los usuarios, con el fin de reducir la cantidad de energía consumida infiriendo en una facturación errónea y en un beneficio directo para el infractor; así como situaciones derivadas de errores administrativos, técnicos y de control por parte de la empresa.

Actualmente las distribuidoras enfrentan varios problemas derivados del incremento de la situación delincencial del país, entre ellos el incremento en el porcentaje de pérdidas por hurto y fraude debido a distintas razones, como:

1. Falta de acceso a zonas de alta peligrosidad del país impidiendo las tomas de lectura de los equipos de medición.
2. Robos de energía por conexiones ilegales.
3. Medidores dañados por parte de los usuarios finales.
4. Robos de equipos o materiales a los empleados de las distribuidoras.
5. Mediciones estimadas o amenazas de parte de miembros de pandillas.

Al registrar un aumento de pérdidas no técnicas mayores al rango incluido en la tarifa, las empresas distribuidoras ven afectados sus ingresos y por consecuencia su EBITDA, ya que sus costos se mantienen fijos pero sus ingresos no son correspondientes al total de KWh consumidos por los usuarios o clientes.

4.2 Efectos Financieros en los Ingresos por Ventas.

Para una empresa distribuidora sus ingresos pueden depender de operaciones propias del rubro de distribución y también pueden registrar ingresos por servicios varios (Venta de servicios complementarios, servicios de mantenimientos, asesorías, uso compartido de postes).

Los ingresos de operación (Términos y Condiciones del pliego tarifario, Art. 39) están relacionados con los cargos tarifarios incluidos en los documentos de cobro, siendo los siguientes:

1. Ingresos por venta/ cargo de energía.
2. Ingresos por distribución de energía.
3. Ingresos por cargo de comercialización.
4. Ingresos por tasa municipal por poste.

El efecto que crean los precios aprobados para las tarifas en los ingresos de operación se considera directamente proporcional a la operación, esto debido a que las tarifas representan los precios de referencia para la facturación del consumo de energía para el usuario final, dichos precios son aprobados por el ente regulador y obligan a la distribuidora a mantenerse dentro de un marco de control de precios establecido por normativa del sector.

El cargo por energía representa cerca del 65% del total del ingreso de una distribuidora (Tarifa Aplicada a la industria, Diciembre 2014, AES), siendo este un flujo de efectivo importante para la gestión de las distribuidoras.

Siendo el objetivo del presente estudio analizar el impacto del cargo por energía en los flujos de efectivo de las empresas distribuidoras, enfocando el estudio en la empresa CAESS.

Para analizar el efecto de los precios de compra y venta de energía en los flujos de efectivo de las distribuidoras se han planteado parámetros a fin de contar con datos proyectados que permitan evaluar en un horizonte temporal de cinco años, la variación de los flujos de caja de la empresa distribuidora CAESS a consecuencia de los cambios estimados en los precios de energía.

4.2.1 Claves Financieras en el Cálculo de Ventas Proyectadas.

1. Consumo total en KWh por categorías tarifarias.
2. Parámetro de crecimiento anual del consumo promedio en KWh.
3. Cantidad de usuarios promedios por categoría tarifaria.
4. Consumo promedio en KWh por categoría tarifaria.
5. Cargo por energía para cada pliego tarifario trimestral durante el periodo de análisis.

Consumo Total en KWh por Categorías Tarifarias.

Con base a los datos del informe estadístico de SIGET, se ha determinado la cantidad total promedio de KWh que la empresa CAESS ha facturado dentro de los años 2013 a 2015, dichos consumos se encuentran distribuidos en base a cada categoría tarifaria.

Tabla 51: Consumo Total en KWh por Categoría Tarifaria.

Categoría tarifaria	Consumo KWh
Residencial	644,956,045
Uso general	195,302,798
Alumbrado público	57,207,060
Mediana Demanda Baja Tensión	42,872,941
Mediana Demanda Media Tensión	111,556,685
Gran Demanda Baja Tensión	111,556,685
Gran Demanda Media Tensión	1,057,206,531

Fuente: Elaboración propia (2017) en base a datos de CAESS.

Parámetros de Crecimiento Anual del Consumo Promedio.

De acuerdo con el crecimiento histórico de la demanda de energía del país se obtuvo un promedio del total de crecimientos promedios de los años 2010 a 2016; resultando un valor de 2.08%.

Tabla 52: Tasa de crecimiento de la demanda de energía. (Promedio Móvil)

Tasa de crecimiento de la demanda de energía Promedio Móvil (Valores en %)							
Mes/Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Enero	-0.1	3.1	1.9	2.4	1.6	1.4	3.9
Febrero	0.3	2.9	2.1	1.8	1.8	1.3	4.2
Marzo	0.2	2.6	2.1	1.4	2.6	0.9	4
Abril	1	2	2.1	2.5	1.5	1.4	4.1
Mayo	1.9	1.8	1.7	2.8	1.3	1.7	4
Junio	2.1	2	1.5	2.8	1.4	2	3.5
Julio	2.2	2.1	1.5	2.8	1.7	1.7	3
Agosto	2.5	2.2	1.5	2.7	1.7	2.1	2.4
Septiembre	2.7	2.2	1.6	2.5	1.7	2.5	1.8
Octubre	0.6	1.7	2.5	1.9	1.5	3	1.5
Noviembre	2.8	1.6	2.5	2	1.2	3.5	1.1
Diciembre	2.5	2.1	2.2	2	1.1	4	0.6
PROMEDIO TOTAL							2.08

Fuente: Boletín Estadístico Unidad de Transacciones (2016)

En particular CAESS registra como tendencia de crecimiento los siguientes datos:

Tabla 53: Tasa de crecimiento de la demanda de energía de CAESS.

Categoría tarifaria	Crecimiento KWh	Crecimiento Demanda Nacional	Crecimiento CAESS Anual
Residencial	2.65%	2.08%	0.06%
Uso general	2.11%	2.08%	0.04%
Alumbrado público	1.06%	2.08%	0.02%
Mediana Demanda Baja Tensión	1.31%	2.08%	0.03%
Mediana Demanda Media Tensión	0.50%	2.08%	0.01%
Gran Demanda Baja Tensión	7.07%	2.08%	0.15%
Gran Demanda Media Tensión	1.69%	2.08%	0.04%

Fuente: Elaboración propia en base a datos históricos de CAESS (2017)

Cantidad De Usuarios Promedios Por Categoría Tarifaria.

Con información del informe estadístico de SIGET para los años 2013 a 2015; se ha determinado la cantidad de usuarios de la empresa CAESS que se encuentran distribuidos en base a cada categoría tarifaria.

Tabla 54 A: Tasa de Crecimiento de Usuarios de CAESS.

Categoría tarifaria	Crecimiento de clientes/usuarios
Residencial	1.28%
Uso General	2.26%
Alumbrado publico	2.90%
Mediana Demanda-Baja tensión	3.03%
Mediana Demanda-Media tensión	1.42%
Gran Demanda- Baja Tensión	18.31%
Gran demanda-Media tensión	2.81%

Fuente: Elaboración propia (2017) en base a datos históricos de CAESS.

Tabla 54 B: Cantidad de usuarios promedio por categoría tarifaria de CAESS.

Categoría tarifaria	Cantidad de clientes promedio
Residencial	524,521
Uso General	44,374
Alumbrado publico	1,644
Mediana Demanda-Baja tensión	1,104
Mediana Demanda-Media tensión	1,958
Gran Demanda- Baja Tensión	50
Gran demanda-Media tensión	1,532

Fuente: Elaboración propia (2017) en base a datos históricos de CAESS.

Consumo Promedio en KWh por Categoría Tarifaria.

El consumo por cada tipo de usuario se determinó mediante un cálculo promedio de los consumos entre el total de clientes por categoría tarifaria.

Tabla 55: Consumo promedio por tipo de usuario

Categoría tarifaria	Consumo KWh promedio
Residencial	102.46
Uso General	366.79
Alumbrado publico	2,900.85
Mediana Demanda-Baja tensión	6,299.45
Mediana Demanda-Media tensión	8,300.09
Gran Demanda- Baja Tensión	9,807.69
Gran demanda-Media tensión	57,530.96

Fuente: Elaboración propia (2017) en base a datos históricos de CAESS (2017)

Cargo por Energía para el Periodo de Análisis.

En el apartado de tarifas para el cargo de energía, se explicará a detalle la metodología de determinación de precios de venta proyectados, el detalle consolidado de precios utilizados para el análisis de los ingresos es el siguiente:

Tabla 56: Tarifas Proyectadas para el Cargo de Energía.

Detalle de Cuenta	2,018	2,019	2,020	2,021	2,022
PETT promedio	\$117.32	\$121.30	\$124.65	\$128.35	\$132.57

Fuente: Elaboración propia (2017).

4.2.2 Ingresos por Energía Proyectados.

Con el detalle de consumos promedios, número de usuarios promedio y el incremento anual en base a la tendencia histórica se calcularon los ingresos por cargo de energía para la empresa CAESS, siendo el siguiente el detalle calculado.

Tabla 57: Ingresos por energía proyectados al 2,022

Detalle de Cuenta	2018	2019	2020	2021	2022
Ingresos por venta de energía	\$270,604.70	\$286,313.00	\$301,099.34	\$317,277.92	\$335,581.46

Nota: Valores en US\$ expresados en miles de dólares.

Fuente: Elaboración propia (2017)

4.2.3 Gastos Operativos y de Mantenimiento.

Los costos de operación son los gastos que están relacionados con la operación del negocio para el funcionamiento en el mercado, incluyendo gastos variables y fijos de acuerdo a la naturaleza de cada operación.

En este caso se han considerado gastos operativos y de mantenimiento relacionados proporcionalmente a la naturaleza del ingreso que se está analizando, ya que no está en evaluación el total de los ingresos de la empresa, sino básicamente el ingreso generado a base de la venta de energía, el cual está íntimamente relacionado con los costos de adquisición de la energía, siendo este un tema de desfase de periodos que puede ocasionar que la empresa cubra con

sus fondos las compras del trimestre actual para posteriormente realizar su recuperación durante el siguiente trimestre de aplicación.

Se han tomado como gastos de operación y mantenimiento afectados por este ingreso los siguientes:

1. Costos operativos indirectos del personal analista de cálculos de compra, tendencias y determinación de precios.
2. Insumos tecnológicos, papelería, gastos indirectos, etc.
3. Salarios y bonificaciones.

Para el presente análisis se consideró la siguiente relación O&M/Ingreso:

Tabla 58: Relación O&M e ingresos.

Tipo	2,013	2,014	2,015	2,016
Ventas de Energía	\$121,104.00	\$108,148.00	\$111,680.00	\$330,655.00
Gastos O&M	\$9,693.00	\$10,511.00	\$10,966.00	\$46,652.00
% O&M/Ventas	8.00%	9.72%	9.82%	14.11%
% O&M Energía	1.13%	1.13%	1.13%	1.13%
Gastos O&M (US\$)	\$1,366.11	\$1,219.96	\$1,259.81	\$3,729.95

Fuente: Elaboración propia a base de datos de CAESS (2017)

Para el año 2016, la empresa CAESS registro un total de \$3,729.95 gastos de O&M relacionados con el cargo por energía, dicho parámetro se tomó de base para la proyección de ingresos.

Tabla 59: Proyección de Gastos O&M y Venta de Energía.

Tipo	2,018	2,019	2,020	2,021	2,022
Ventas de Energía	\$270,604.70	\$286,313.00	\$301,099.34	\$317,277.92	\$335,581.46
Gastos O&M	1.13%	1.13%	1.13%	1.13%	1.13%
Gastos O&M (US\$)	\$3,052.55	\$3,229.75	\$3,396.55	\$3,579.05	\$3,785.52

Fuente: Elaboración propia a base de datos de CAESS (2017)

Es importante mencionar que en una empresa distribuidora los costos están relacionados con los tres tipos tarifarios, siendo:

Cargo de Comercialización: Ingresos y costos relacionados con la atención al cliente, facturación, atención de reclamos, procesos comerciales en sucursales.

Cargo de Distribución: Incluye los ingresos y costos relacionados con los servicios de mantenimiento, construcción de líneas, mejoras a la red, calidad del servicio, mediciones, toma de lectura, etc.

Cargo de Energía: incluye todos los ingresos y costos relacionados con la operación de compra y venta de energía a nivel de operación directa en el mercado mayorista.

Para el presente estudio hemos tomado un indicador de 1.3% como gastos O&M relacionados a la gestión administrativa, técnica de las compras de energía.

4.2.4 Estructura de las Tarifas de las Distribuidoras.

La normativa de SIGET establece las divisiones o categoría tarifarias que deben manejarse a fin de facturar a un usuario el consumo obtenido de acuerdo a los parámetros de una tarifa; dicha tarifa incluye el precio más factores de pérdidas y transformación que deben ser tomados en cuenta al momento de la determinación del precio.

El Art. 40 de términos y condiciones establece las categorías tarifarias a tomar en cuenta para la ubicación de los usuarios de acuerdo al tipo de servicio que demanden.

Pequeñas Demandas: Servicios con una demanda máxima de 10 KW o menos.

Tarifa No. 1 R : Pequeñas Demandas para Uso Residencial.

Bloque 1: De 0 a 99 kWh

Bloque 2: De 100 a 199 kWh

Bloque 3: Mayor a 200 kWh

Tarifa No. 1 AP: Pequeñas Demandas Alumbrado Público

Tarifa No. 1 G: Pequeñas Demandas Uso General.

Medianas Demandas: Servicios con una demanda máxima mayor a 10 KW hasta 50 KW.

El suministro podrá efectuarse en media o baja tensión, según los requerimientos del usuario final.

Gran Demanda: Servicios con una demanda máxima de 50 KW

El suministro podrá efectuarse en media o baja tensión, según los requerimientos del usuario final.

4.2.5 Precio de la Energía para Trasladar a Tarifas (PETT).

En la metodología de determinación de precios se establece que el cargo por energía está fundamentado en el total de costos de compra entre el total de energía comprada durante un trimestre, las empresas distribuidoras usan como referente de comparación el precio PETT con el precio monómico, siendo este último el precio que incluye el monto total equivalente al precio único de compra o venta de energía en el mercado mayorista.

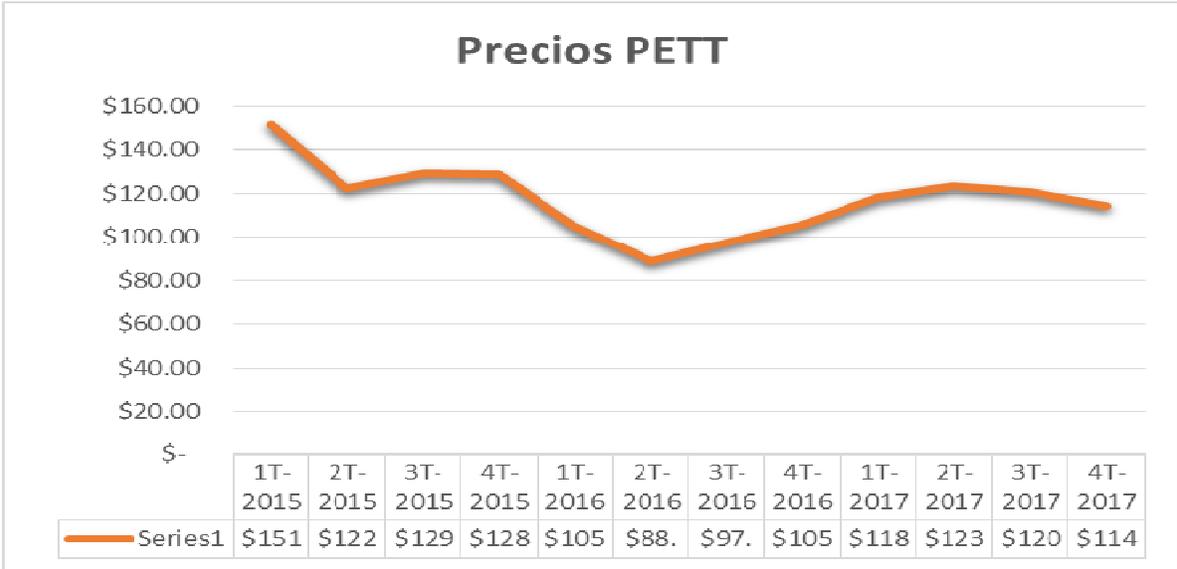
Tabla 60: Venta de energía en el mercado mayorista.

Banda Horaria	1T-2015	2T-2015	3T-2015	4T-2015	1T-2016	2T-2016	3T-2016
Energía Valle	\$ 146.17	\$ 122.72	\$ 129.84	\$ 125.10	\$ 102.98	\$ 88.14	\$ 95.79
Energía Resto	\$ 153.08	\$ 122.19	\$ 129.72	\$ 129.90	\$ 105.46	\$ 88.84	\$ 97.93
Energía Punta	\$ 152.00	\$ 121.99	\$ 128.86	\$ 128.76	\$ 105.87	\$ 88.76	\$ 99.02
Total	\$ 151.65	\$ 122.24	\$ 129.55	\$ 128.81	\$ 105.12	\$ 88.70	\$ 97.78

Banda Horaria	4T-2016	1T-2017	2T-2017	3T-2017	4T-2017	PROMEDIO
Energía Valle	\$ 103.64	\$ 108.40	\$ 124.16	\$ 122.61	\$ 111.03	\$ 115.05
Energía Resto	\$ 106.00	\$ 120.66	\$ 124.29	\$ 119.47	\$ 113.96	\$ 117.62
Energía Punta	\$ 106.16	\$ 126.46	\$ 122.34	\$ 123.68	\$ 118.82	\$ 118.56
Total	\$ 105.62	\$ 118.51	\$ 123.91	\$ 120.91	\$ 114.48	\$ 117.08

Fuente: Elaboración propia (2017).

Figura 12: Variación de precios históricos de venta.



Fuente: *Elaboración propia a base de información de CAESS (2017)*

Luego de aprobados los precios PETT por parte de SIGET son comunicados a la empresa distribuidora para realizar la adaptación de dichos precios a la tarifa del usuario final, por medio de la aplicación de factores aprobados de igual forma por SIGET.

4.2.6 Factores de Forma Aplicables a Tarifa.

La tarifa vigente para las distribuidoras (PETT) debe adecuarse a cada categoría tarifaria, para ello se aplican factores de forma que son aprobados por SIGET, los cuales incorporan pérdidas en baja y media tensión, así como coeficientes intertarifarios.

Tabla 61: Aplicación de factores intertarifarios aprobados por la SIGET.

	CAESS	K3p	K3v	K3r	FPEMT	FPEBT	Kse	Ksp
Código de tarifa	BT				1.0275380	1.0866022		
t1n1	PD RESIDENCIAL < 100 KWH	0.31888200	0.16521400	0.51590400			1.02000000	1.00000000
t2n1	PD RESIDENCIAL >= 100 y <= 200 KWH - BT	0.30531800	0.17882300	0.51585900			1.00500000	1.00000000
t3n1	PD RESIDENCIAL > 200KWH	0.24912800	0.15530800	0.59556400			1.00500000	1.00000000
t4n1	PD GENERAL - BT	0.20880700	0.21869600	0.57249700			1.00500000	1.00000000
t5n1	PD ALUMBRADO - BT	0.41666700	0.50000000	0.08333300			1.00000000	1.00000000
t7n1	MD CMP - BT	0.19383100	0.23921100	0.56695800			1.00000000	1.00000000
t8n1	MD CMH - BT	0.19383100	0.23921100	0.56695800			1.00000000	1.00000000
t9n1	GD CMH - BT	0.18207700	0.15323700	0.66468600			1.00000000	1.00000000
	MT						1.00000000	1.00000000
t2n2	MD CMP - MT	0.25313200	0.08545300	0.66141500			1.00000000	1.00000000
t3n2	MD CMH - MT	0.25313200	0.08545300	0.66141500			1.00870000	1.00000000
t4n2	GD CMH - MT	0.18944000	0.22993900	0.58062100			1.00870000	1.00000000

Fuente: CAESS (2016)

Posterior a la aplicación de factores las tarifas para el usuario final son publicadas en las fechas 15 de Enero, Abril, Julio, Octubre de cada año.

Tabla 62: Precios PETT proyectados al 2,018

MRS	2018-1T	2018-2T	2018-3T	2018-4T
PEt _p	\$ 0.119755	\$ 0.117816	\$ 0.117816	\$ 0.119816
PEt _r	\$ 0.118811	\$ 0.116887	\$ 0.116887	\$ 0.118870
PEt _v	\$ 0.116208	\$ 0.114326	\$ 0.114326	\$ 0.116267
Pet _{promedio}	\$ 0.118258	\$ 0.116343	\$ 0.116343	\$ 0.118317

Fuente: Elaboración propia (2017)

Las tarifas de traslado PETT, se distribuyen en cada tipo de categoría tarifaria a fin de determinar el pliego vigente durante el trimestre.

Tabla 63: Tarifas proyectadas aplicadas al usuario.

Categoría tarifaria	2018-1T	2018-2T	2018-3T	2018-4T
Pequeña Demanda				
Residencial 1er Bloque	0.132511	0.130366	0.130366	0.132578
Residencial 2do Bloque	0.132458	0.130313	0.130313	0.132524
Residencial 3er Bloque	0.132467	0.130322	0.130322	0.132533
Uso general	0.132240	0.130099	0.130099	0.132306
Alumbrado Publico	0.131642	0.129510	0.129510	0.131708
Mediana Demanda				
Baja Tensión Med. De Potencia	0.132164	0.130024	0.130024	0.132231
Baja Tensión Med. Horario				
Energía en punta	0.133710	0.131545	0.131545	0.133777
Energía en resto	0.132655	0.130507	0.130507	0.132722
Energía en valle	0.129749	0.127648	0.127648	0.129814
Gran Demanda				
Baja tensión Med. horario				
Energía en punta	0.133710	0.131545	0.131545	0.133777
Energía en resto	0.132655	0.130507	0.130507	0.132722
Energía en valle	0.129749	0.127648	0.127648	0.129814
Mediana Demanda				
Media Tensión Med. De Potencia	0.122100	0.120123	0.120123	0.122161
Media Tensión Med. Horario				
Energía en punta	0.124095	0.122086	0.122086	0.124157
Energía en resto	0.123116	0.121123	0.121123	0.123178
Energía en valle	0.120419	0.118469	0.118469	0.120480
Gran Demanda				
Media tensión Med. horario				
Energía en punta	0.124095	0.122086	0.122086	0.124157
Energía en resto	0.123116	0.121123	0.121123	0.123178
Energía en valle	0.120419	0.118469	0.118469	0.120480

Fuente: *Elaboración propia (2017)*

4.3 Distribución de la Energía por Inyección de Recurso.

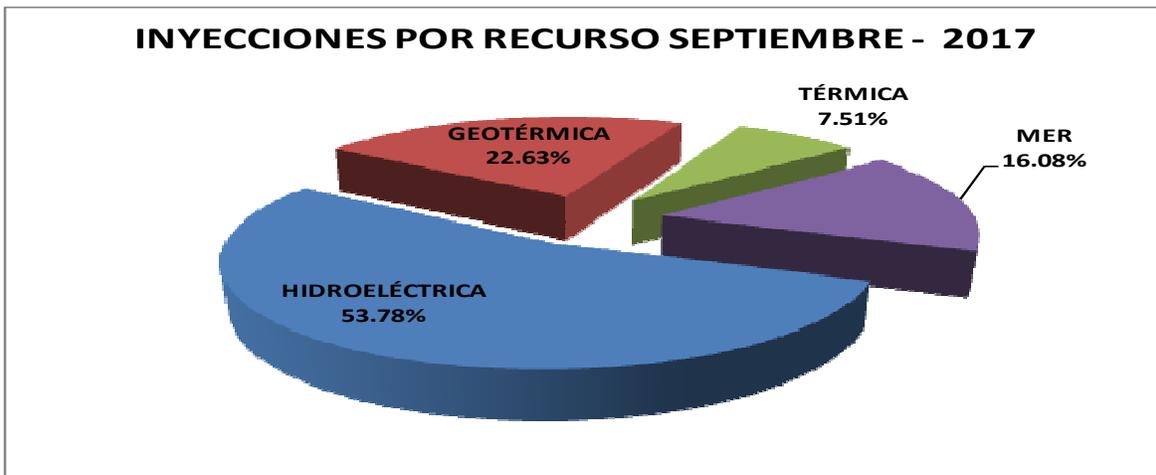
El Salvador posee actualmente una matriz energética dependiente de recursos renovables y no renovables, dicha composición determina en gran parte el precio de la energía en el mercado.

Actualmente existen en el mercado generadores de tipo hidroeléctrica, geotérmica, térmica, biomasa, solar e importaciones en el sector regional.

El ROBCP establece la forma de determinación del precio de la energía en el mercado mayorista, el precio CMO (Costo Marginal de operación) está basado en un costo marginal que valora toda la energía con el precio del generador más eficiente.

Al mes de Septiembre 2017, la composición de la inyección de energía es el siguiente:

Figura 13: Inyecciones por recursos Septiembre 2017.



Fuente: Unidad de Transacciones, (Septiembre 2017)

Tabla 64: Inyecciones de Energía por Recursos-Septiembre 2017.

Recurso	17-Sep		YTD 2017	
Hidroeléctrica	276.60	53.78%	1154.90	24.31%
Geotérmica	116.37	22.63%	1116.20	23.49%
Térmica	38.63	7.51%	1384.00	29.13%
MER	82.72	16.08%	1096.40	23.07%
TOTAL	514.32	100.00%	4751.50	100.00%

Fuente: Unidad de Transacciones, (Septiembre 2017)

Históricamente El Salvador inicia su época lluviosa en todo el territorio nacional entre el 20 y 21 de Mayo y típicamente en el mes de Septiembre se registran los mayores caudales promedios, con el invierno se ve reflejado en la matriz energética una disminución en el porcentaje de participación de la generación térmica con 7.51%, la participación Hidroeléctrica tuvo el 53.78%, un porcentaje mayor respecto a los meses anteriores.

La generación geotérmica por ser base en el despacho del país se mantiene con una participación (22.63%) muy constante respecto a meses anteriores.

Durante este mes disminuyen las importaciones de energía en las transacciones al MER (16.08% de la energía inyectada).

En base a la programación anual elaborada por la Unidad de transacciones se espera para cada tipo de serie de análisis el precio CMO varié en relación a la

inyección energética de dicho periodo de estación climática húmeda, seca y normal.

En la programación anual, la Unidad de Transacciones determina los precios proyectados para 52 semanas, en donde se obtienen datos de precios para la energía de acuerdo con cada serie de estudio.

4.4 Determinación de Precios de Venta Proyectados.

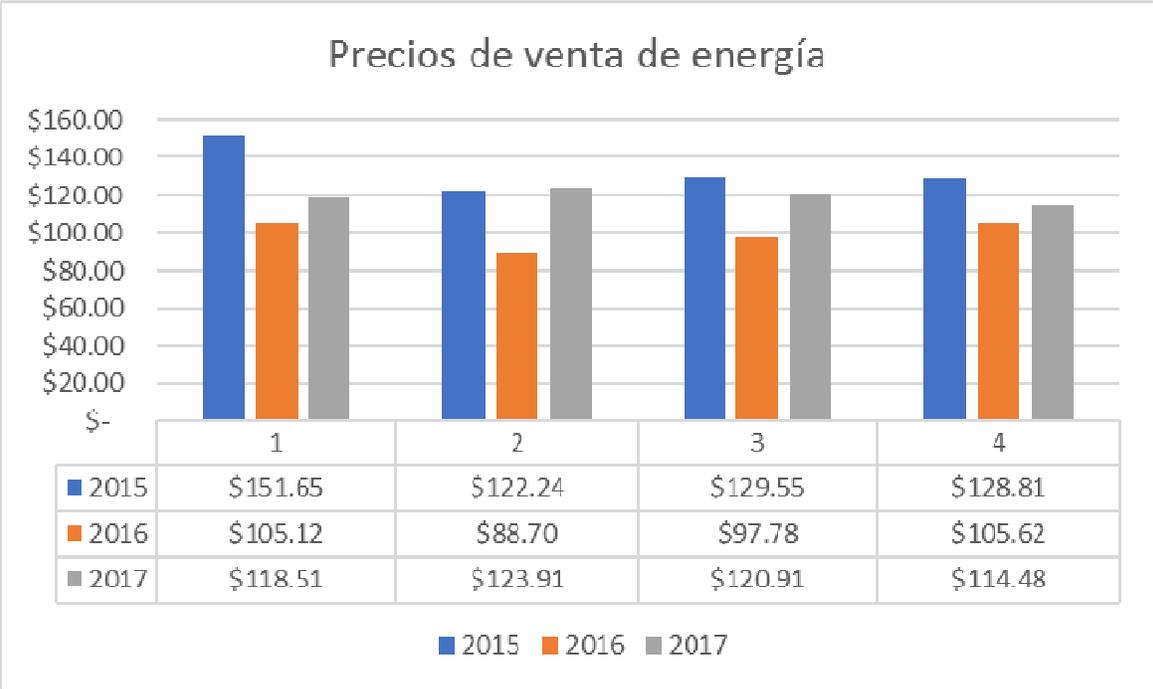
Para realizar un análisis práctico de los efectos financieros que crean los precios de compra y venta de energía en los flujos de efectivo de las distribuidoras se realizaron los siguientes pasos a fin de determinar los precios de venta proyectados.

4.4.1 Precios Históricos de Energía Aplicables a Tarifa.

Se realizó la recopilación de precios de energía trasladables a tarifas históricas, a partir del año 2015 hasta 2017 (Se adiciona este último año debido a que el presente estudio se finalizó a Octubre 2017).

En base a dicha información se calculó el precio promedio de energía trasladable a tarifa.

Figura 14: Precios de Venta de Energía Históricos.



Fuente: Elaboración propia en base de precios históricos de CAESS (2017)

En el grafico se observa que los precios más elevados se registraron en el año 2015, debido a la variación que tuvieron los precios del petróleo, siendo esta variable una de las más influyentes en la determinación del precio, a partir del año 2016 se nota una disminución que se ve como una tendencia continua hasta el 2017.

4.4.2 Determinar Variables Asociados a Precios Venta.

Efecto del Precio del Petróleo en los Precios de Energía.

Tomando de base información recolectada de las entrevistas realizadas a las distribuidoras y del análisis del coeficiente de correlación entre los diferentes precios registrados del petróleo y de la energía (Referencia en base el precio CMO=Costo Marginal de Operación), se determinó mediante la herramienta de análisis de Microsoft Excel, que ambos registran una correlación con un coeficiente promedio de 0.79.

Tabla 65: Análisis de Coeficiente de Correlación WTI-CMO.

Mes	WTI (\$/Bbl)	CMO \$/MWh
ene-14	94.62	151.72
feb-14	100.82	159.91
mar-14	100.80	165.39
abr-14	102.07	168.40
may-14	102.18	165.45
jun-14	105.79	158.24
jul-14	103.59	171.33
ago-14	96.54	175.56
sep-14	93.21	136.03
oct-14	84.40	121.03
nov-14	75.79	124.77
dic-14	59.29	112.21

Año	Coeficiente Correlación
2014	0.88
2015	0.63
2016	0.87
PROM.	0.79

=+COEF.DE.CORREL(WTI,CMO)

Fuente: Elaboración propia (2017)

Se utiliza el indicador WTI (West Texas intermediate) debido a que es el precio del petróleo extraído en Texas y Oklahoma, en Estados Unidos, siendo de calidad superior a la del Brent, en cuanto a que es más dulce y ligero. El precio de este viene determinado por otros factores más allá de su calidad como crudo, como el tipo de cambio euro-dólar o la situación de los países de la OPEP; es utilizado como referente de precios en Estados Unidos a través de la organización EIA (U.S. Energy Information Administration).

De igual forma la alta correlación de estos indicadores se debe a la matriz energética del país, ya que hasta el año 2016 se contaba con una inyección a base de generación térmica del 41.11% (Boletín estadístico Unidad de Transacciones, 2016); es decir que prácticamente cerca del 50% de la generación del país está siendo suplida a través de generadores a base de combustión del carbón, petróleo (aceite) o gas natural.

El ROBCP y su Reglamento estipulan la forma y la responsabilidad del establecimiento de los precios del petróleo en base a una referencia internacional, en este caso la EIA.

Esta incidencia de los precios de petróleo hace evidente que el estudio de una proyección de precios para la energía retome la volatilidad que tendrá dicho precio en el horizonte de análisis.

Precio CMO (Costo Marginal de Operación).

En economía y finanzas, el coste marginal o costo marginal, mide la tasa de variación del coste dividida por la variación de la producción (G. Mankiw, 2012), para comprender mejor el concepto, se suele expresar el costo marginal como el incremento que sufren los costos cuando se incrementa la producción en una unidad.

Relacionando el precio CMO a materia de generación eléctrica, se entiende por costo marginal de operación al costo de abastecer un Kilowatt-hora adicional de demanda en ese intervalo.

Siendo el costo marginal de operación el precio de transacción de la energía en el Mercado Regulador del Sistema a un valor de representación de los costos operativos en el intervalo de mercado respectivo, más los cargos de transmisión, operación del sistema, servicios auxiliares y todo cargo establecido por la Ley General de Electricidad.

El precio CMO forma parte del precio MRS ya que incorpora dicho valor más los costos del sistema.

Figura 15: Formula cálculo MRS.

$$MRS_{i,n} = CMO_{i,n} + Csis_i$$

Los costos del sistema se definen como los costos complementarios a la producción de energía eléctrica que son traspasados directamente a la demanda y a las inyecciones Regionales, dicho costo es establecido por SIGET bajo propuesta de la Unidad de Transacciones.

De igual forma al adicionar al precio MRS el cargo de capacidad se obtiene el precio de referencia llamado “Precio monómico”; el cual es determinado por SIGET.

El cargo por capacidad es el precio fijado para valorar las transacciones de capacidad firme que contempla la potencia que una central o unidad generadora puede garantizar en condiciones críticas de abastecimiento y se determina con la metodología que se indica el Reglamento del ROBCP.

Programación Anual de Despacho de la Unidad de Transacciones.

El ROBCP establece que la UT debe realizar análisis de las variables de determinación de precios a fin de minimizar el costo de producción en el Mercado Mayorista, por esta razón prepara tres tipos de periodicidad para la programación, siendo anual, semanal y diaria.

Para realizar el análisis únicamente se retoma la programación anual, ya que es la que contiene el intervalo mayor de tiempo y que contribuye de mejor manera al estudio.

La programación anual es un plan de despacho para las unidades generadoras, previsión de retiros regionales y la operación de los sistemas de transmisión que, abasteciendo la demanda e inyecciones regionales previstas de forma tal que se cumplan las exigencias de calidad y seguridad de servicio, minimiza los costos totales de operación y déficit del sistema eléctrico para un horizonte de doce meses a partir de la fecha de inicio de su aplicación.

Dicha programación contempla 52 semanas de análisis en donde se prevé mediante los modelos de pronósticos determinados bajo el ROBCP, la variabilidad del precio del petróleo en diferentes tipos de estación, analizando el precio en una estación seca, húmeda y normal.

Definiendo estación seca como el período de menores caudales afluentes, que comprende desde la semana 46 de un año a la semana 19 del año siguiente.

La programación se prepara con una proyección de los costos marginales de operación, para condiciones hidrológicas normal (probabilidad de excedencia 50%), seca (probabilidad de excedencia 90%) y húmeda (probabilidad de excedencia 20%).

Siendo probabilidad de excedencia la estimación de la probabilidad de que una variable seleccionada supere un valor preestablecido en base a históricos.

Por medio de la programación anual utilizada para el análisis se determinó la variabilidad del precio CMO en función de los tres tipos de serie.

Tabla 66: Variabilidad del precio CMO en función de tres tipos de serie.

Generación	Serie Humeda	Serie Normal	Serie Seca
Gen. Hidro [GWh]	33.78%	33.17%	30.22%
Gen. Geoterm [GWh]	22.57%	22.57%	22.57%
Gen. Term [GWh]	18.33%	18.95%	21.89%
Gen. GRNC [GWh]	1.98%	1.98%	1.98%
Intercambios [GWh]	23.34%	23.34%	23.34%
Gen. Total [GWh]	100.00%	100.00%	100.00%
CMO Promedio	\$ 69.03	\$ 67.81	\$ 81.06
Variación de Seria Normal	1.80%	\$ -	19.54%

Fuente: Elaboración a base de la programación Anual a Octubre 2017 de la UT.

Al analizar la tendencia del precio CMO en función de la serie de evaluación se obtienen los siguientes datos:

Estación Húmeda: Precio CMO aumenta en un 1.80% al valor del CMO en serie normal.

Estación seca: Precio CMO aumenta cerca de un 19.54% al precio CMO en condiciones de serie normal.

Esta conclusión parece obvia al tipo de clima de El Salvador, debido al tipo de clima tropical, según el Servicio Nacional de Estudios Territoriales nuestro país inicia normalmente la estación invernal en la tercera semana del mes de Mayo hasta inicios de Octubre; mes en el cual da inicio la estación seca hasta el siguiente año.

Incremento De La GRNC (Generación Renovable No Convencional).

Energías Renovables No Convencionales o ERNC, son las diversas fuentes de generación energéticas en las cuales no se incurre en el consumo gasto o agotamiento de su fuente generadora. Entre estas fuentes de energías podemos mencionar a la energía hidráulica proveniente de la fuerza motriz del agua; energía solar, capturada del sol mediante la radiación solar; energía eólica, nutrida por la fuerza mecánica del viento y mareomotriz, que se alimenta de la fuerza generadora del oleaje de los océanos.

En nuestro país está tomando auge la generación a base de energía solar, a inicios del año 2017, se realizó la inauguraron del acto de apertura de ofertas económicas del proceso de Licitación para la contratación del suministro por 20 años de 170 megavatios (MW) de energía renovable no convencional con base en fuentes eólica y solar fotovoltaica.

Posterior a la apertura de las ofertas económicas de los licitantes se procederá a la evaluación de las ofertas que minimicen el costo de generación eléctrica,

siempre y cuando exista la capacidad técnica y el espacio necesario para que se realice su interconexión a la red de transmisión nacional.

Las empresas adjudicadas en este proceso de licitación firmaron contratos de abastecimiento por el suministro de potencia y la energía asociada en base a generación fotovoltaica, siendo la fecha de inicio de este proyecto en Abril de 2019 y el de generación eólica a partir de Abril de 2020, ambos contratos por una vigencia de veinte años suministrando 170 MW, diversificando de este modo la matriz energética en aproximadamente un 10.25% a razón de generación solar y eólica. (Relación de cálculo a base de generación hasta el 2016, 6547.10 GWh con 1659.60 MW de capacidad instalada).

En base a esta información se tomó en cuenta en el análisis una tendencia de crecimiento de este tipo de generación, creando un efecto minimizador en el factor de relación entre el precio CMO y el precio del petróleo.

Tabla 67: Crecimiento de GRNC.

Año	Crecimiento Demanda	Crecimiento GRNC	Crecimiento GRNC-Demanda	Participación Actual-2017	Nueva Composición GRNC
2018	2.08%	2%	0.04%	1.98%	2.02%
2019	2.08%	5%	0.10%	2.02%	2.12%
2020	2.08%	5%	0.10%	2.12%	2.23%
2021	2.08%	5%	0.10%	2.23%	2.33%
2022	2.08%	5%	0.10%	2.33%	2.43%
2023	2.08%	10%	0.21%	2.43%	2.64%

Fuente: Elaboración propia a base de estimaciones cualitativas.

Se prevé a partir del año 2018, un crecimiento del 2.08% de la demanda nacional de energía, de forma paralela este aumento tendrá una estimación de variación en cuanto a la GRNC con un 2% en 2018, 5% a partir del 2019 y un 10% en el año 2013.

Afectando el crecimiento de la demanda nacional con el aumento de la GRNC ($2.08\% * 2\% = 0.04\%$), determinando estimaciones para una nueva estructura en la matriz energética para este tipo de generación a base de recursos renovables.

4.4.3 Proyección del Precio Petróleo.

En el apartado del segundo paso se hizo referencia al factor de correlación entre el precio WTI (\$/Bbl) y el precio CMO \$/MWh.

Para la proyección de los precios del petróleo se realizaron los siguientes pasos:

1. Se listaron los precios históricos del petróleo hasta Septiembre 2017, información proporcionada por las distribuidoras.
2. Se tomó como base el pronóstico de precios de la EIA para el año 2018.
3. A partir del año 2019 se determinaron los precios futuros, a raíz del precio final de Diciembre 2018 indexado por el promedio simple de las variaciones del petróleo desde el año 2016 ($\text{Precio actual} - \text{Precio anterior} / \text{Precio anterior}$).

Figura 16: Relación del Precio Actual y Precio Anterior Proyectados.



Fuente: Elaboración propia (2017)

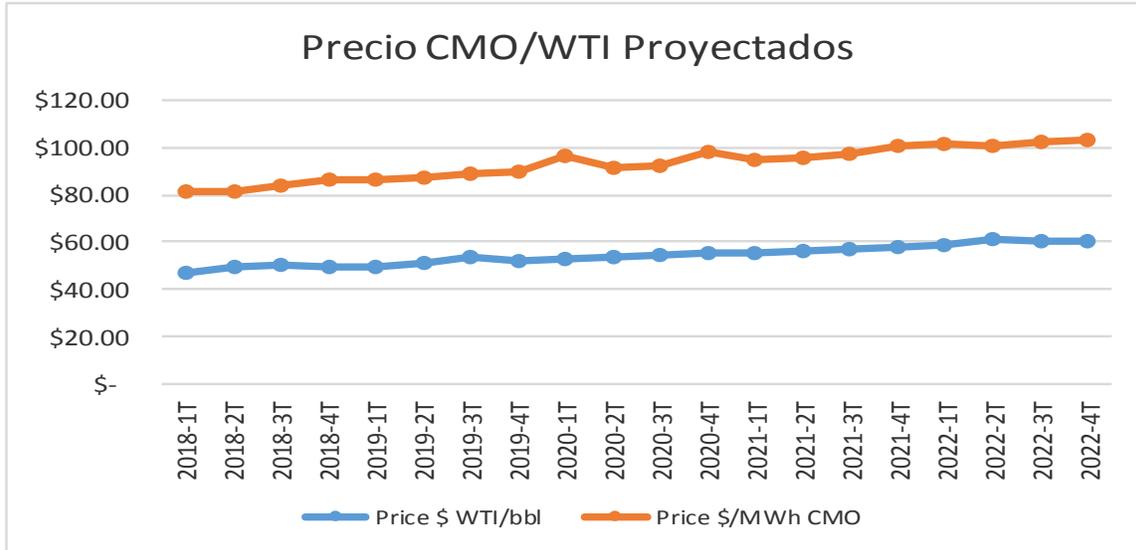
En base a la proyección se estima un incremento leve de los precios a razón de diversas variables que afectan este precio, pudiendo ser temas sociales, económicos, de índole internacional.

4.4.4 Proyección del Precio CMO.

En base a las proyecciones del precio del petróleo se establecieron los precios CMO, a razón de la relación precio WTI (\$/bbl)/CMO (\$/MWh).

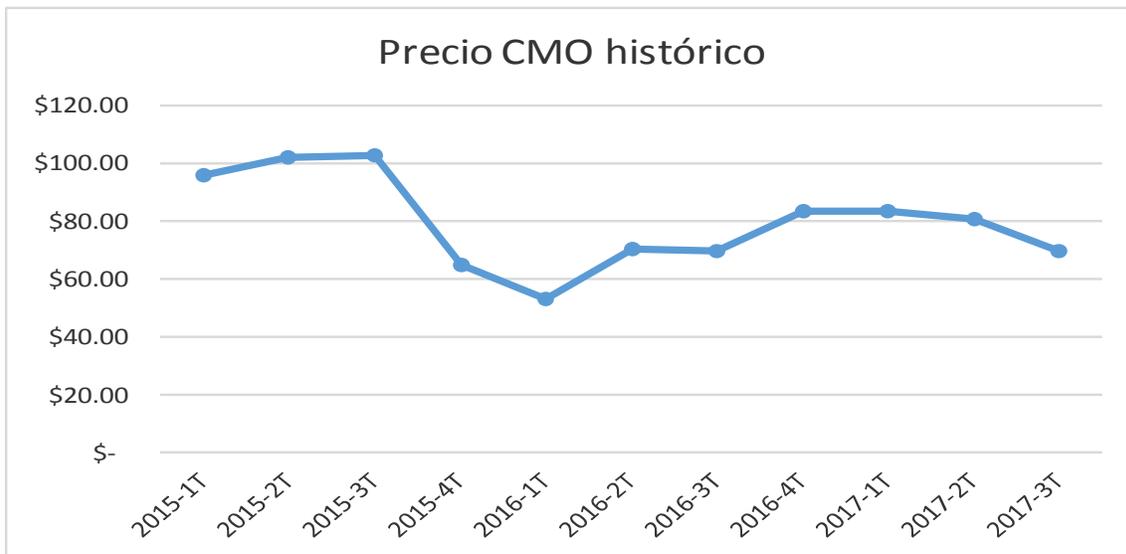
El promedio histórico de la serie desde el año 2015 hasta Sept. 2017 de la relación antes descrita fue de 0.60 en promedio (El precio WTI se forma de un 61% de variación en el precio CMO, por lo cual el precio CMO está relacionado en un indicador del precio WTI dividido por el factor 0.61)

Figura 17: Precios Proyectados de CMO/WTI



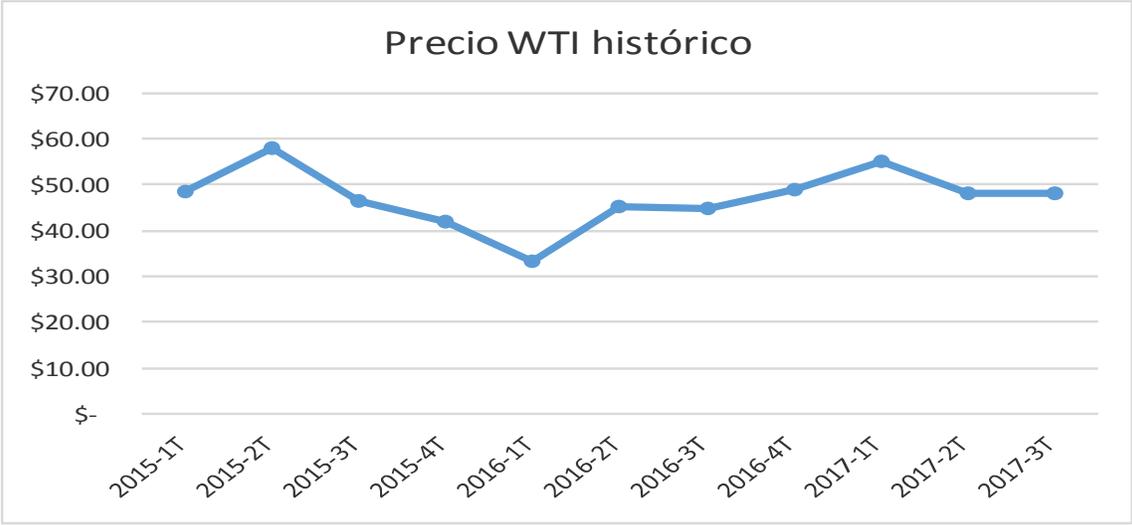
Fuente: Elaboración propia (2017).

Figura 18: Precios CMO históricos.



Fuente: Elaboración propia (2017).

Figura 19: Precios WTI históricos.



Fuente: Elaboración propia (2017).

4.4.5 Proyección a Base de Variables.

Tomando en consideración las variables de los pasos antes descritos se determinaron las indexaciones que se aplicaron a las tarifas proyectadas PETT.

Utilizando la siguiente estructura para el caso de las tarifas de venta al usuario final para el año 2018, se determinó el índice de afectación de los precios de venta, a fin de proyectar cinco años de tarifas.

Tabla 68: Estructura de Proyección de Precio de Venta Año 2018.

Definiciones de variables	2018-1T	2018-2T	2018-3T	2018-4T
Variación del precio del petróleo	1.60%	-2.62%	0.00%	2.69%
Relación entre precio CMO y petróleo	60.66%	60.66%	60.66%	60.66%
Incremento GRNC	1.23%	1.23%	1.23%	1.23%
Variación entre precio CMO y petróleo	62%	62%	62%	62%
Pronóstico de serie climática				
Tipo de estación	Húmeda	Normal	Húmeda	Húmeda
Variación del precio CMO	1.80%	0.00%	1.80%	1.80%
Índice de Afectación de precios	1.01%	-1.62%	0.00%	1.70%

Fuente: Elaboración propia (2017)

La variación de precios del petróleo tiene una relación con el precio CMO del 60.66% o 0.6066; el cual será afectado por el aumento de la GRNC en una menor dependencia respecto de la relación entre las variables (menor generación a base de tipo térmico); el producto de las variables será indexado por la suma de la variación del precio CMO en razón de la estación climática adecuada a cada trimestre de evaluación (En este caso el trimestre de vigencia de la tarifa relaciona los costos incurridos en el trimestre anterior).

El resultado final será el índice de afectación de los precios de cada categoría tarifaria.

Se aplicará este índice a los precios de la tarifa vigente y será aplicado a los consumos estimados, determinando los ingresos de la distribuidora para cada trimestre.

Tabla 69: Proyección de ingresos por venta.

Variable de proyección de tarifas	1.01%	-1.62%	0.00%	1.70%
Banda Horaria	15/01/2018	15/04/2018	15/07/2018	15/10/2018
	14/04/2018	14/07/2018	14/10/2018	14/01/2019
Energía Valle	\$116.21	\$114.33	\$114.33	\$116.27
Energía Resto	\$118.81	\$116.89	\$116.89	\$118.87
Energía Punta	\$119.76	\$117.82	\$117.82	\$119.82
Total	\$118.26	\$116.34	\$116.34	\$118.32

CAESS	2018-1T	2018-2T	2018-3T	2018-4T
INGRESOS POR VENTAS DE ENERGIA				
Pequeña Demanda	\$ 29,830.23	\$ 29,467.97	\$ 29,589.24	\$ 30,215.16
Mediana Demanda	\$ 4,870.65	\$ 4,814.49	\$ 4,837.31	\$ 4,942.73
Gran Demanda	\$ 32,912.29	\$ 32,615.57	\$ 32,853.69	\$ 33,655.37
Total Ingresos por venta de energía	\$ 67,613.17	\$ 66,898.03	\$ 67,280.24	\$ 68,813.26

Fuente: Elaboración propia (2017)

4.5 Determinación de los Costos de Compra de Energía.

Para la determinación de los costos de compra de energía se utilizaron los mismos parámetros de variación del petróleo, estación climática y relación de precio CMO con el petróleo.

Se adiciona para la determinación del precio MRS y monómico los costos del sistema y el cargo por capacidad, en base al siguiente dato:

Tabla 70: Cargos por capacidad firme.

CSIS_Pro	Valor_Pro	Cargo por capacidad firme	
2014	\$ 11.48	2014	\$ 16.79
2015	\$ 11.90	2015	\$ 17.23
2016	\$ 11.47	2016	\$ 17.23
2017	\$ 11.52	2017	\$ 17.23

Promedio Csis \$/MWh	\$ 11.60
Promedio Ccap. \$/MWh	\$ 17.12

Fuente: Unidad de transacciones

Tabla 71: La estructura del cálculo de proyección de precios de compra.

Cálculo de proyección precio compras de Energía	2018-1T	2018-2T	2018-3T	2018-4T
Variación de precios del petróleo	1.60%	-2.62%	0.00%	2.69%
Factor de relación con CMO	60.66%	60.66%	60.66%	60.66%
Afectación del precio CMO_Estación de análisis	Normal	Húmeda	Húmeda	Normal
Escenario de acuerdo a proyección de generación	0.00%	1.80%	1.80%	0.00%
Precio CMO por MWh	\$ 81.60	\$ 83.80	\$ 86.55	\$ 86.47
Precio CMO afectado por tipo de escenario	\$ 81.60	\$ 85.31	\$ 88.11	\$ 86.47
Costos del Sistema	\$ 11.60	\$ 11.60	\$ 11.60	\$ 11.60
Cargo de Capacidad	\$ 17.12	\$ 17.12	\$ 17.12	\$ 17.12
Precio Monómico de energía	\$ 110.32	\$ 114.02	\$ 116.82	\$ 115.18

Fuente: Elaboración propia (2017)

La determinación del precio monómico permite calcular el costo de las compras de cada trimestre, para ello se utilizó el dato del precio por el detalle total de las compras realizadas por la distribuidora.

4.5.1 Compras de Energía.

Para el presente estudio se emplearon los datos históricos de compra de la empresa CAESS desde el año 2014 hasta el 2016, recopilando esta información del boletín estadístico de la Unidad de Transacciones.

Tabla 72: Promedio de Compras de Energía MWh-CAESS.

Compras de Energía (GWh)	CAESS			
	2014	2015	2016	PROMEDIO
Mercado de Contratos L. Concurrencia	1664.3	1573.7	1184.6	1,474.20
Bilaterales	67.3	297.7	285.3	216.77
Mercado MRS	414.5	435.6	919.1	589.73
TOTAL DE COMPRAS	2146.1	2307	2389	2,280.70

Fuente: Unidad de transacciones (2014 al 2016)

En base a las compras anuales promedio se determinó el dato trimestral de compras, el cual a partir del año 2018 se proyectó a base del crecimiento de la demanda nacional 2.08% (Efectos financieros en las variaciones trimestrales de las tarifas).

Tabla 73: Proyección de Compras de Energía US\$-CAESS.

Detalle de Cuenta	2,018	2,019	2,020	2,021	2,022
Compras de Energía (MWh)	2310,503.68	2358,938.31	2408,388.27	2458,874.84	2510,419.75

Fuente Elaboración propia (2017)

Tabla 74: Proyección de Costos de Compra de Energía.

Detalle de concepto.	2018	2019	2020	2021	2022
(-) Costos de Compras de Energia	\$ 263,624	\$ 279,479	\$ 298,732	\$ 322,077	\$ 341,734

Fuente Elaboración propia (2017)

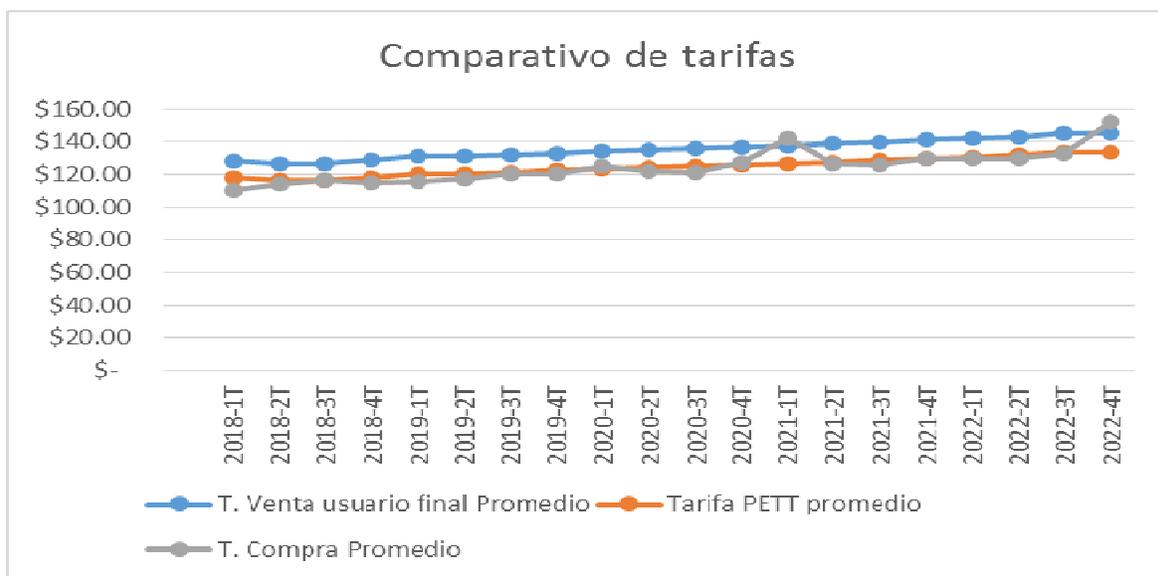
El total de costos se determinó mediante el producto del precio monómico para cada periodo y el total de compras de energía para el trimestre actual.

Es importante mencionar que las compras del trimestre en valores de MWh no coinciden con los consumos facturados en la misma medida, esto debido al factor de pérdidas que gestiona este tipo de empresa, ya que se involucran pérdidas por el transporte, distribución y factores de robo, etc.

4.5.2 Comparativo de Tarifas Proyectadas.

Luego de realizar la descripción de los pasos realizados para la determinación de las proyecciones, es conveniente observar la tendencia y el comparativo de las tarifas de venta y compra para cada trimestre.

Figura 20: Comparativo de Tarifas Projectadas.



Fuente: Elaboración propia (2017)

Se observa que en ciertos periodos los precios de compra son mayores a los precios de venta, existiendo periodos en donde la distribuidora debe asumir los costos con fondos propios de operación con la finalidad de luego recuperarlos mediante la facturación del cargo por energía que incluya todos los costos sufragados durante el trimestre anterior.

Para realizar la proyección de los precios de venta se empleó el método incremental, evaluando el promedio histórico de consumos, clientes y promedio de consumo trimestral.

4.6 Cálculo de Parámetros Técnicos.

El parámetro utilizado para determinar el valor actual de los flujos de fondos proyectados de la distribuidora se descontó a una tasa determinada a la fórmula del K_e y WACC.

4.6.1 Tasa De Retorno Del Accionista (K_e).

La tasa de retorno del accionista se considera como la tasa de rentabilidad que espera el poseedor de una parte de la empresa en relación con la inversión realizada en dicha empresa.

La tasa de retorno (K_e) incorpora variables como: Beta (β), tasa libre de riesgo (R_f), el riesgo del mercado (R_m) y la variable propia del riesgo de cada país (R_p).

4.6.2 Determinación de Beta.

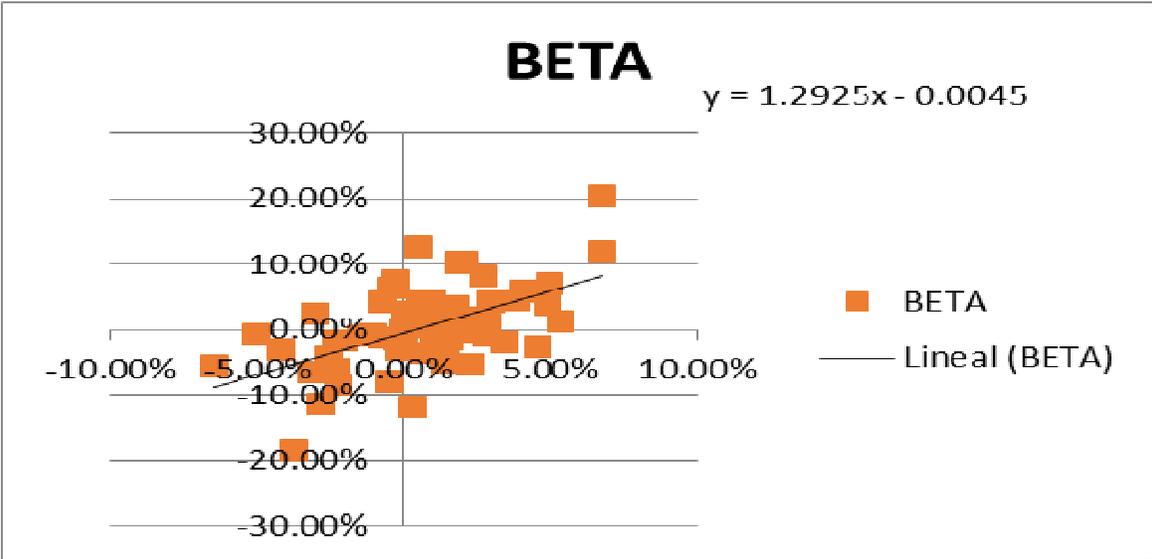
Beta (β): Es una medida de la volatilidad de un activo (una acción o un valor) relativa a la variabilidad del mercado, de modo que valores altos de Beta denotan más volatilidad y Beta 1,0 es equivalencia con el mercado.

Para nuestro caso empleamos en la determinación de Beta (β), en base a los retornos históricos de la acción AES CORPORATION (CAESS perteneciente a

dicha corporación) en relación con el índice composite NYSE, del cual forma parte dicha acción.

Determinando entre ellos una medida de volatilidad relativa a 1.2925.

Figura 21: Cálculo de Beta.



Fuente: Elaboración propia (2017) en base a AES CORPORATION, NYSE Yahoo finance

4.6.3 Tasa Libre de Riesgo.

Tasa Libre De Riesgo (Rf): Usualmente la tasa libre de riesgo utilizada es la tasa de emisión de las letras del tesoro de Estados Unidos, para el presente estudio nos basamos en los datos publicados por el Departamento del Tesoro de Estado Unidos para un periodo de emisión de 10 años, obteniendo un dato promedio de los datos históricos del año 2017, de 2.335%.

Tabla 75: Cálculo de la tasa libre de riesgo.

Date	10 yr	Date	10 yr
2/10/2017	2.34	11/10/2017	2.35
3/10/2017	2.33	12/10/2017	2.33
4/10/2017	2.33	13/10/2017	2.28
5/10/2017	2.35	16/10/2017	2.3
6/10/2017	2.37	17/10/2017	2.3
10/10/2017	2.35	18/10/2017	2.34
		19/10/2017	2.33
		20/10/2017	2.39

Fuente U.S. Department of the treasury (2017)

4.6.4 Riesgo de Mercado.

Riesgo del mercado (Rm): El riesgo de mercado se define como el riesgo de una probable pérdida dentro de un plazo en particular en el valor de un instrumento o portafolio financiero producto de cambios en las variables de mercado, como tasas de interés, tasas de cambio de moneda, spreads de crédito.

En nuestro caso empleamos como variable representativa del riesgo de mercado la volatilidad promedio de los rendimientos de la acción AES CORPORATION durante los años 2012 a 2017.

Se determinó la variación estándar de los rendimientos registrados, obteniendo un valor de 6.20%.

4.6.5 Riesgo País.

Variable propia del riesgo de un país (Rp): El riesgo país es una variable medida cuantitativamente pero que involucra en su determinación aspectos cualitativos coyunturales, sociales, económicos y propios de cada país.

Para este caso se retoma el índice EMBI (Emerging Markets Bonds Index) es el principal indicador de riesgo país y está calculado por JP Morgan Chase.

La determinación del riesgo para cada país según JP Morgan Chase se establece como la diferencia de tasa de interés que pagan los bonos denominados en dólares, emitidos por países subdesarrollados, y los Bonos del Tesoro de Estados.

En nuestro caso el riesgo país se determinó en un índice EMBI de 424 puntos arriba de la tasa de emisión de bonos de U.S.; obteniendo un valor de 6.58%.

Tabla 76: Cálculo de Tasa de retorno del accionista (Ke).

Datos financieros para calculo de flujos		
Referencia:	AES CORPORATION	INDICE NYSE
BETA	1.2925	Calculada de historico de rentabilidad AES CORP Y EL NYSE
Tasa libre de riesgo	2.34%	Treasury bills
Riesgo de Mercado	6.20%	Volatilidad acción AES CORPORATION
Prima de riesgo	3.87%	
Indice EMBI	4.24%	Emerging markets bonds index
Riesgo pais	6.58%	
Calculo de Ke	13.91%	

Fuente: Elaboración propia (2017).

4.7 Cálculo de Tasa WACC.

Contando con la tasa de retorno del accionista y con el valor de la tasa de costo de la deuda se calculó la tasa de costo promedio de acuerdo al siguiente detalle:

$$WACC = K_e \frac{E}{(E+D)} + K_d (1-T) \frac{D}{(E+D)}$$

Ke: Coste de los Fondos Propios

Kd: Coste de la Deuda Financiera

E: Fondos Propios

D: Deuda Financiera

T: Tasa impositiva

Tabla 77: Cálculo del WACC.

Datos financieros para cálculo de flujos		
Fondos Propios	93,288	24% Estado financiero
Fondos Ajenos	299,496	76% Estado financiero
Activos	393,082	
Costo de la deuda	13.90%	Tasa promedio ponderada de prestamos a más de 1 año plazo.
Tasa impositiva	30%	
Calculo del WACC	10.71%	

Fuente: *Elaboración propia (2017)*

4.8 Variables Financieras en los Flujos Proyectados.

En base a los datos del Balance General y del Estado de Resultados de la empresa CAESS, se determinó el dato promedio de la depreciación a utilizar en el cálculo, con una variación del 1.42% anual durante el horizonte de análisis.

De igual forma se incorpora el dato del financiamiento de \$5 millones de dólares, con el fin de incluir el cálculo de intereses abonados a dicho préstamo a fin de cumplir con las necesidades de fondos de la empresa en trimestres de desfase con flujo negativo para la empresa.

Tabla 78: Financiamiento.

Financiamiento			
Monto Inicial	\$ 5000,000.00		
Plazo	5.00 Años	20 Cuotas Trimestrales	
Tasa de Interes	13.90%	60 Cuotas Mensuales	
Pago de Interes	(\$629.22)		

Fuente: Elaboración propia (2017)

4.9 Flujos De Caja Libre.

Tabla 79: Flujos de efectivo proyectados (Valore en Miles de Dólares).

CAESS	2018-1T	2018-2T	2018-3T	2018-4T	2019-1T	2019-2T	2019-3T	2019-4T
INGRESOS POR VENTAS DE ENERGIA								
Pequeña Demanda	\$ 29,830.23	\$ 29,467.97	\$ 29,589.24	\$ 30,215.16	\$ 30,955.91	\$ 31,066.22	\$ 31,370.51	\$ 31,799.07
Mediana Demanda	\$ 4,870.65	\$ 4,814.49	\$ 4,837.31	\$ 4,942.73	\$ 5,067.64	\$ 5,088.89	\$ 5,141.97	\$ 5,215.52
Gran Demanda	\$ 32,912.29	\$ 32,615.57	\$ 32,853.69	\$ 33,655.37	\$ 34,600.15	\$ 34,834.20	\$ 35,287.98	\$ 35,884.93
Total Ingresos por venta de energía	\$ 67,613.17	\$ 66,898.03	\$ 67,280.24	\$ 68,813.26	\$ 70,623.70	\$ 70,989.32	\$ 71,800.46	\$ 72,899.52
COSTOS DE COMPRAS DE ENERGIA								
Compras de Energía	\$ 63,226.68	\$ 65,691.88	\$ 67,653.27	\$ 67,052.13	\$ 67,862.10	\$ 68,988.10	\$ 71,129.34	\$ 71,499.22
(-) Inversión en construcción y mejora de red	\$ 763.14	\$ 763.14	\$ 763.14	\$ 763.14	\$ 807.44	\$ 807.44	\$ 807.44	\$ 807.44
EBITDA	\$ 3,623.35	\$ 443.01	\$ (1,136.16)	\$ 997.99	\$ 1,954.16	\$ 1,193.79	\$ (136.32)	\$ 592.87
(-) Depreciación y amortización	\$ 720.15	\$ 720.15	\$ 720.15	\$ 720.15	\$ 730.37	\$ 730.37	\$ 730.37	\$ 730.37
EBIT	\$ 2,903.20	\$ (277.15)	\$ (1,856.32)	\$ 277.83	\$ 1,223.79	\$ 463.42	\$ (866.69)	\$ (137.50)
Impuesto aplicable 30%	\$ 870.96	\$ (83.14)	\$ (556.90)	\$ 83.35	\$ 367.14	\$ 139.03	\$ (260.01)	\$ (41.25)
GASTOS NO DESEMBOLSABLES								
(+) Depreciación y amortización	\$ 720.15	\$ 720.15	\$ 720.15	\$ 720.15	\$ 730.37	\$ 730.37	\$ 730.37	\$ 730.37
(+) Financiamiento								
(-) Intereses por financiamiento	\$ 629.22	\$ 629.22	\$ 629.22	\$ 629.22	\$ 629.22	\$ 629.22	\$ 629.22	\$ 629.22
(=) FLUJO DE CAJA LIBRE	\$ 2,123.17	\$ (103.07)	\$ (1,208.49)	\$ 285.41	\$ 957.80	\$ 425.54	\$ (505.54)	\$ 4.90

CAESS	2020-1T	2020-2T	2020-3T	2020-4T	2021-1T	2021-2T	2021-3T	2021-4T
INGRESOS POR VENTAS DE ENERGIA								
Pequeña Demanda	\$ 32,227.44	\$ 32,521.52	\$ 32,812.49	\$ 33,228.04	\$ 33,600.71	\$ 34,010.66	\$ 34,434.06	\$ 34,862.76
Mediana Demanda	\$ 5,289.72	\$ 5,324.04	\$ 5,392.59	\$ 5,464.36	\$ 5,529.81	\$ 5,602.87	\$ 5,674.24	\$ 5,748.61
Gran Demanda	\$ 36,496.00	\$ 36,947.89	\$ 37,399.28	\$ 37,995.97	\$ 38,558.78	\$ 39,077.28	\$ 39,774.92	\$ 40,403.22
Total Ingresos por venta de energía	\$ 74,013.16	\$ 74,793.45	\$ 75,604.36	\$ 76,688.37	\$ 77,689.30	\$ 78,690.81	\$ 79,883.22	\$ 81,014.59
COSTOS DE COMPRAS DE ENERGIA								
Compras de Energía	\$ 74,943.89	\$ 73,339.38	\$ 73,290.19	\$ 77,158.93	\$ 86,612.96	\$ 77,532.02	\$ 77,677.58	\$ 80,254.03
(-) Inversión en construcción y mejora de red	\$ 849.14	\$ 849.14	\$ 849.14	\$ 849.14	\$ 894.76	\$ 894.76	\$ 894.76	\$ 894.76
EBITDA	\$ (1,779.86)	\$ 604.93	\$ 1,465.03	\$ (1,319.70)	\$ (9,818.42)	\$ 264.03	\$ 1,310.87	\$ (134.20)
(-) Depreciación y amortización	\$ 740.72	\$ 740.72	\$ 740.72	\$ 740.72	\$ 751.23	\$ 751.23	\$ 751.23	\$ 751.23
EBIT	\$ (2,520.59)	\$ (135.80)	\$ 724.31	\$ (2,060.42)	\$ (10,569.65)	\$ (487.20)	\$ 559.65	\$ (885.43)
Impuesto aplicable 30%	\$ (756.18)	\$ (40.74)	\$ 217.29	\$ (618.13)	\$ (3,170.89)	\$ (146.16)	\$ 167.89	\$ (265.63)
GASTOS NO DESEMBOLSABLES								
(+) Depreciación y amortización	\$ 740.72	\$ 740.72	\$ 740.72	\$ 740.72	\$ 751.23	\$ 751.23	\$ 751.23	\$ 751.23
(+) Financiamiento								
(-) Intereses por financiamiento	\$ 629.22	\$ 629.22	\$ 629.22	\$ 629.22	\$ 629.22	\$ 629.22	\$ 629.22	\$ 629.22
(=) FLUJO DE CAJA LIBRE	\$ (1,652.91)	\$ 16.44	\$ 618.52	\$ (1,330.80)	\$ (7,276.75)	\$ (219.03)	\$ 513.76	\$ (497.79)

Fuente: Elaboración propia (2017)

CAESS	2022-1T	2022-2T	2022-3T	2022-4T
INGRESOS POR VENTAS DE ENERGIA				
Pequeña Demanda	\$ 35,270.72	\$ 35,652.96	\$ 36,346.41	\$ 36,498.26
Mediana Demanda	\$ 5,820.30	\$ 5,887.18	\$ 6,005.58	\$ 6,034.61
Gran Demanda	\$ 41,023.43	\$ 41,606.14	\$ 42,557.16	\$ 42,878.71
Total Ingresos por venta de energía	\$ 82,114.45	\$ 83,146.28	\$ 84,909.14	\$ 85,411.58
COSTOS DE COMPRAS DE ENERGIA				
Compras de Energia	\$ 81,030.06	\$ 81,079.33	\$ 83,420.00	\$ 96,204.24
(-) Inversión en construcción y mejora de red	\$ 946.38	\$ 946.38	\$ 946.38	\$ 946.38
EBITDA	\$ 138.01	\$ 1,120.57	\$ 542.76	\$ (11,739.04)
(-) Depreciación y amortización	\$ 761.88	\$ 761.88	\$ 761.88	\$ 761.88
EBIT	\$ (623.87)	\$ 358.69	\$ (219.13)	\$ (12,500.92)
Impuesto aplicable 30%	\$ (187.16)	\$ 107.61	\$ (65.74)	\$ (3,750.28)
GASTOS NO DESEMBOLSABLES				
(+) Depreciación y amortización	\$ 761.88	\$ 761.88	\$ 761.88	\$ 761.88
(+) Financiamiento				
(-) Intereses por financiamiento	\$ 629.22	\$ 629.22	\$ 629.22	\$ 629.22
(=) FLUJO DE CAJA LIBRE	\$ (304.05)	\$ 383.74	\$ (20.73)	\$ (8,617.99)

Fuente: Elaboración propia (2017)

Flujos de Caja Anuales 2018-2022

FLUJOS DE FONDOS DETERMINADOS EXPRESADOS EN MILES DE DOLARES						
Detalle de concepto.	Financiamiento	2018	2019	2020	2021	2022
Ingresos por Energia		\$ 270,605	\$ 286,313	\$ 301,099	\$ 317,278	\$ 335,581
(-) Costos de Compras de Energia		\$ 263,624	\$ 279,479	\$ 298,732	\$ 322,077	\$ 341,734
(-) Gastos de O&M		\$ 3,052.55	\$ 3,229.75	\$ 3,396.55	\$ 3,579.05	\$ 3,785.52
(=) EBITDA		\$ 3,928	\$ 3,604	\$ (1,030)	\$ (8,378)	\$ (9,938)
(-) Depreciación		\$ 2,881	\$ 2,921	\$ 2,963	\$ 3,005	\$ 3,048
(=) Utilidad Operativa		\$ 1,048	\$ 683	\$ (3,993)	\$ (11,383)	\$ (12,985)
(-) Impuestos 30%		\$ 314	\$ 205	\$ (1,198)	\$ (3,415)	\$ (3,896)
(=) Utilidad Neta		\$ 733	\$ 478	\$ (2,795)	\$ (7,968)	\$ (9,090)
(+) Depreciación		\$ 2,881	\$ 2,921	\$ 2,963	\$ 3,005	\$ 3,048
Valor Residual						
Prestamo (K)	\$ 5,000					
(-) Intereses 13.9%		\$ 2,516.89	\$ 2,516.89	\$ 2,516.89	\$ 2,516.89	\$ 2,516.89
(=) Flujo de Caja del proyecto	\$ 5,000	\$ 1,097	\$ 883	\$ (2,349)	\$ (7,480)	\$ (8,559)

Fuente: Elaboración propia (2017)

4.10 Determinación de VAN y TIR.

Tabla 80: Variables resultantes VAN, TIR y WACC.

VARIABLES RESULTANTES	
VAN	\$2,750.57
TIR	18.43%
WACC	10.71%

Fuente: Elaboración propia (2017)

Se obtiene un VAN de \$2,750.57 con una tasa interna de retorno de 18.43%; dicho valor incluye un préstamo de \$5 millones y la deducción del gasto financiero por los intereses cancelados.

En cierta forma el préstamo de 5 millones de dólares es utilizado como fondeo para costear las compras de energía en trimestre en donde la tarifa de venta se encuentra por debajo de los costos de compra.

La tarifa que determina este VAN positivo es la siguiente:

Tabla 81: Precios promedio de categoría tarifaria VAN positivo.

Categoría tarifaria	Promedio	Categoría tarifaria	Promedio
Pequeña Demanda		Gran Demanda	
Residencial 1er Bloque	\$0.139884	Baja tensión Med. horario	
Residencial 2do Bloque	\$0.139827	Energía en punta	\$0.141149
Residencial 3er Bloque	\$0.139836	Energía en resto	\$0.140035
Uso general	\$0.139597	Energía en valle	\$0.136968
Alumbrado Publico	\$0.138966	Mediana Demanda	
Mediana Demanda		Media Tensión Med. De Potenci	\$0.128893
Baja Tensión Med. De Potencia	\$0.139517	Media Tensión Med. Horario	
Baja Tensión Med. Horario		Energía en punta	\$0.130999
Energía en punta	\$0.141149	Energía en resto	\$0.129966
Energía en resto	\$0.140035	Energía en valle	\$0.127119
Energía en valle	\$0.136968	Gran Demanda	
		Media tensión Med. horario	
		Energía en punta	\$0.130999
		Energía en resto	\$0.129966
		Energía en valle	\$0.127119

Fuente: Elaboración propia (2017)

Tabla 82: Precios promedio PETT VAN positivo.

MRS	Promedio
PE _{t_p}	\$ 0.126850
PE _{t_r}	\$ 0.125849
PE _{t_v}	\$ 0.123093
Pet _{promedio}	\$ 0.125264

Fuente: Elaboración propia (2017)

4.11 Análisis de Sensibilidad.

Se ha aplicado un análisis de sensibilidad basado en el estudio del efecto que crean los precios de compra y venta de energía en los flujos de efectivo de la distribuidora CAESS, las variables que se han sensibilizado son:

Precios del petróleo: Dicha variable se ha determinado que es altamente importante en el análisis, debido a la composición de la matriz energética del país, siendo además esta variable altamente volátil a diversos aspectos sociales, económicos y coyunturales a nivel internacional.

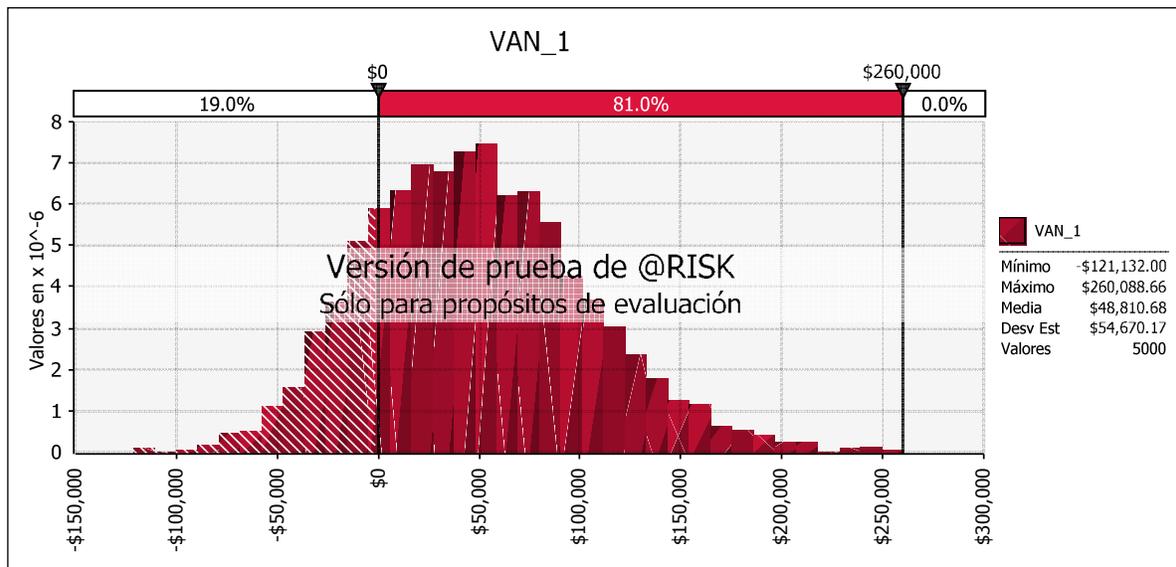
Precios de la energía CMO: Dicha variable se ha sensibilizado debido a su relación con la volatilidad del precio del petróleo por la estructura energética de generación del país y debido a que su valor representa el costo de la energía que determina la tarifa de venta y compra.

Tabla 83: Variables Sensibilizadas en el estudio.

Variable	Precio mínimo	Precio promedio	Precio Máximo
Precio WTI \$/Bbl	\$40.00/Bbl	\$ 55.00/Bbl	\$80/Bbl
Precio CMO \$/MWh	\$55.00/MWh	\$ 70.00/MWh	\$100/MWh

Fuente: Elaboración propia (2017)

Figura 22: Simulación del VAN en Software Montecarlo.



Fuente: Elaboración propia (2017)

En base a los parámetros de sensibilidad aplicados se realizaron 500 simulaciones con 5000 interacciones, a través de la herramienta de Palisade corporation, @RISK 7.5; implementada para Microsoft Excel 2016.

Al sensibilizar las variables petróleo y CMO en los intervalos indicados en la (Tabla 69), se muestra que el VAN positivo de los flujos de efectivo de la distribuidora puede oscilar desde \$0.00 hasta \$250,000 con diversas probabilidades de ocurrencia, siendo el tema relevante mostrar que se tiene un 81% de probabilidad de que la distribuidora CAESS alcance un VAN positivo.

La variable financiera VAN representa el valor actual neto de los flujos de efectivo de la distribuidora incluyendo un financiamiento de 5 millones de dólares, a

un plazo de cinco años, los flujos se presentan por trimestre a fin de observar el efecto del descalce financiero de las tarifas aplicadas.

En los siguientes cuadros se presentan tres tipos de escenarios en donde se detalla el VAN logrado con los flujos de fondos, las diferentes variaciones trimestrales del precio del petróleo, las variaciones de precio CMO y las tarifas de compra y venta de energía.

Se adiciona a cada escenario las tarifas de venta para cada categoría tarifaria.

Escenario 1: VAN positivo. (Más probable).

Tabla 84: Escenario del VAN positivo (Más probable).

FCL con GASTOS	
VAN	\$8,274.55
TIR	27.89%
WACC	10.71%

Fuente: Elaboración propia (2017).

Tabla 85: Variación de datos en escenario 1. VAN positivo (Más probable).

Trimestre	Petróleo	Precio CMO	Flujo VAN_1	Precio PETT	Precio Compra	Precio prom. UF
2018-1T	1.60%	\$ 80.75	\$ 2,711.36	\$ 118.82	\$ 109.47	\$ 129.20
2018-2T	-14.56%	\$ 87.29	\$ (6,749.16)	\$ 103.35	\$ 117.58	\$ 112.37
2018-3T	12.89%	\$ 88.17	\$ (4,690.27)	\$ 115.00	\$ 118.48	\$ 125.04
2018-4T	3.89%	\$ 70.63	\$ 7,139.81	\$ 119.25	\$ 99.34	\$ 129.66
2019-1T	9.31%	\$ 73.85	\$ 9,558.99	\$ 128.27	\$ 102.57	\$ 139.47
2019-2T	-30.09%	\$ 87.06	\$ (10,481.58)	\$ 92.62	\$ 115.78	\$ 100.70
2019-3T	18.88%	\$ 84.92	\$ (2,915.64)	\$ 110.33	\$ 115.16	\$ 119.97
2019-4T	29.30%	\$ 84.92	\$ 8,397.14	\$ 137.45	\$ 115.16	\$ 149.45
2020-1T	-20.70%	\$ 77.48	\$ (311.95)	\$ 107.55	\$ 106.20	\$ 116.94
2020-2T	14.27%	\$ 73.24	\$ 7,436.20	\$ 123.71	\$ 103.28	\$ 134.51
2020-3T	-3.58%	\$ 77.19	\$ 4,668.20	\$ 118.87	\$ 105.90	\$ 129.25
2020-4T	7.62%	\$ 92.39	\$ 1,144.10	\$ 125.61	\$ 121.11	\$ 136.58
2021-1T	-17.08%	\$ 92.45	\$ (14,122.68)	\$ 107.89	\$ 139.23	\$ 117.31
2021-2T	10.90%	\$ 82.52	\$ 1,563.42	\$ 118.16	\$ 112.72	\$ 128.48
2021-3T	-21.04%	\$ 86.62	\$ (10,154.84)	\$ 93.46	\$ 115.33	\$ 101.62
2021-4T	40.27%	\$ 72.14	\$ 11,937.22	\$ 129.74	\$ 100.86	\$ 141.07
2022-1T	-17.76%	\$ 71.02	\$ 1,582.22	\$ 104.77	\$ 99.73	\$ 113.91
2022-2T	10.56%	\$ 78.70	\$ 2,491.77	\$ 114.35	\$ 107.41	\$ 124.33
2022-3T	-11.46%	\$ 59.87	\$ 2,483.74	\$ 96.62	\$ 89.67	\$ 105.05
2022-4T	18.87%	\$ 68.14	\$ 3,653.16	\$ 119.45	\$ 110.17	\$ 129.88

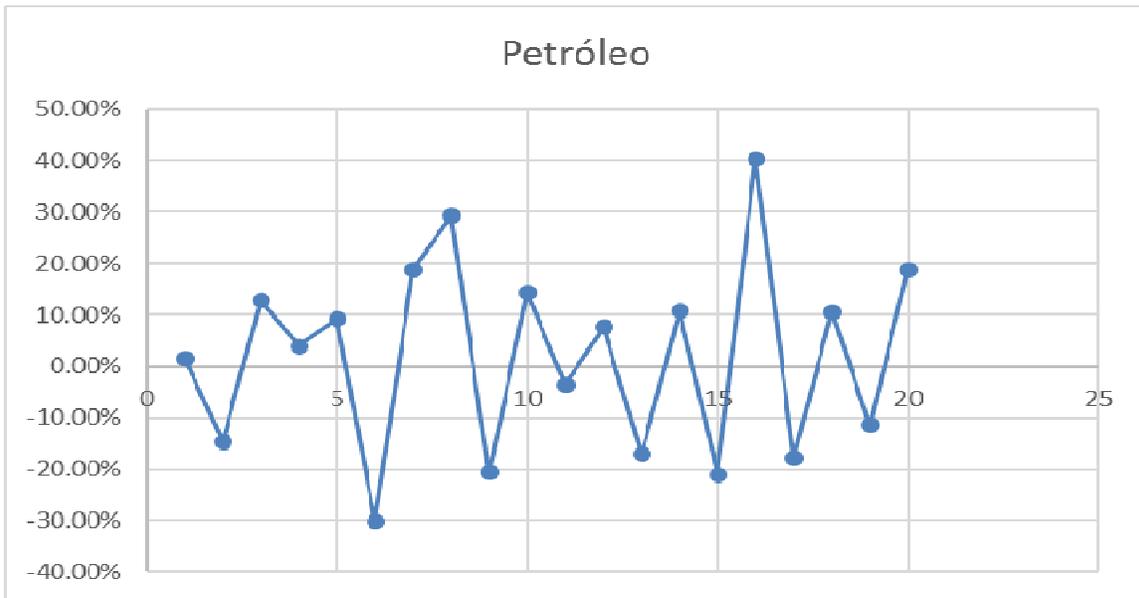
Fuente: Elaboración propia (2017)

Tabla 86: Tarifas del escenario 1: Van positivo (Más probable).

Pequeña Demanda				Mediana Demanda	
Residencial 1er Bloque	\$	128.04		Media Tensión Med. De Potencia	\$ 117.98
Residencial 2do Bloque	\$	127.98		Media Tensión Med. Horario	
Residencial 3er Bloque	\$	127.99		Energía en punta	\$ 119.90
Uso general	\$	127.77		Energía en resto	\$ 118.96
Alumbrado Publico	\$	127.20		Energía en valle	\$ 116.35
Mediana Demanda				Gran Demanda	
Baja Tensión Med. De Potencia				Media tensión Med. horario	
Baja Tensión Med. Horario	\$	-		Energía en punta	\$ 119.90
Energía en punta	\$	129.19		Energía en resto	\$ 118.96
Energía en resto	\$	128.17		Energía en valle	\$ 116.35
Energía en valle	\$	125.37			
Gran Demanda					
Baja tensión Med. horario					
Energía en punta	\$	129.19			
Energía en resto	\$	128.17			
Energía en valle	\$	125.37			

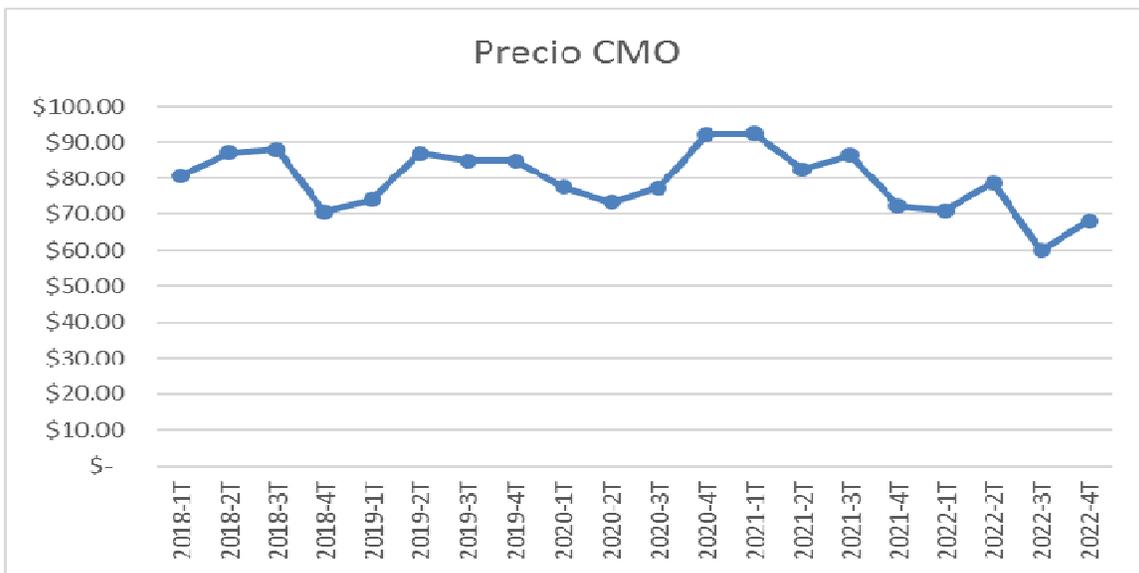
Fuente: Elaboración propia (2017)

Figura 23: Variaciones Escenario 1, proyecciones del precio del petróleo.



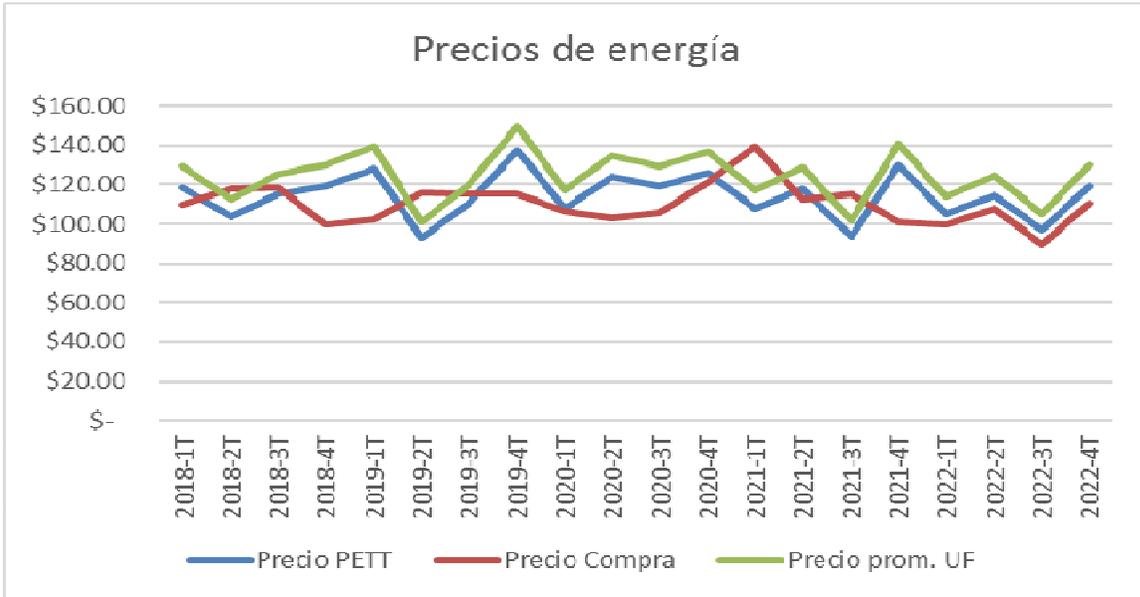
Fuente: Elaboración propia (2017)

Figura 24: Variaciones Escenario 1, proyecciones del precio del CMO.



Fuente: Elaboración propia (2017)

Figura 25: Variaciones Escenario 1, proyecciones del precio PETT.



Fuente: Elaboración propia (2017)

Escenario 2: VAN negativo. (Pesimista)

Tabla 87: Escenario del VAN negativo (Pesimista).

FCL con GASTOS	
VAN	(\$317.62)
TIR	2.00%
WACC	10.71%

Fuente: Elaboración propia (2017)

Tabla 88: Variables de sensibilidad VAN negativo (Pesimista).

Trimestre	Petróleo	Precio CMO	Flujo VAN_1	Precio PETT	Precio Compra	Precio prom. UF
2018-1T	1.60%	\$ 85.52	\$ 1,115.62	\$ 119.56	\$ 114.23	\$ 130.00
2018-2T	-8.21%	\$ 75.76	\$ 1,055.56	\$ 110.92	\$ 105.84	\$ 120.60
2018-3T	-13.70%	\$ 75.62	\$ (2,174.49)	\$ 94.99	\$ 105.70	\$ 103.28
2018-4T	3.70%	\$ 86.50	\$ (7,925.22)	\$ 98.08	\$ 115.22	\$ 106.64
2019-1T	-16.32%	\$ 74.09	\$ (8,185.17)	\$ 84.86	\$ 102.81	\$ 92.27
2019-2T	9.27%	\$ 64.89	\$ (1,434.57)	\$ 92.10	\$ 93.61	\$ 100.14
2019-3T	-4.53%	\$ 67.78	\$ (4,991.37)	\$ 87.57	\$ 97.71	\$ 95.22
2019-4T	3.26%	\$ 67.78	\$ (3,283.09)	\$ 91.68	\$ 97.71	\$ 99.68
2020-1T	35.96%	\$ 73.52	\$ 10,592.76	\$ 129.55	\$ 102.24	\$ 140.87
2020-2T	-13.37%	\$ 80.27	\$ 1,280.54	\$ 114.73	\$ 110.44	\$ 124.75
2020-3T	-17.18%	\$ 70.67	\$ (3,943.09)	\$ 91.99	\$ 99.39	\$ 100.02
2020-4T	16.55%	\$ 61.45	\$ 9,809.24	\$ 115.05	\$ 90.17	\$ 125.09
2021-1T	16.21%	\$ 66.80	\$ 11,597.80	\$ 137.43	\$ 108.57	\$ 149.43
2021-2T	-13.86%	\$ 86.74	\$ 385.87	\$ 119.80	\$ 117.02	\$ 130.26
2021-3T	-16.26%	\$ 88.48	\$ (8,286.27)	\$ 99.72	\$ 117.20	\$ 108.43
2021-4T	33.37%	\$ 87.42	\$ 5,153.37	\$ 129.48	\$ 116.13	\$ 140.78
2022-1T	-12.73%	\$ 58.98	\$ 8,169.65	\$ 107.74	\$ 87.70	\$ 117.15
2022-2T	-0.60%	\$ 82.26	\$ (2,191.33)	\$ 107.20	\$ 110.98	\$ 116.56
2022-3T	-10.70%	\$ 65.95	\$ (985.79)	\$ 94.86	\$ 95.85	\$ 103.14
2022-4T	2.10%	\$ 61.40	\$ (2,760.86)	\$ 97.03	\$ 102.11	\$ 105.50

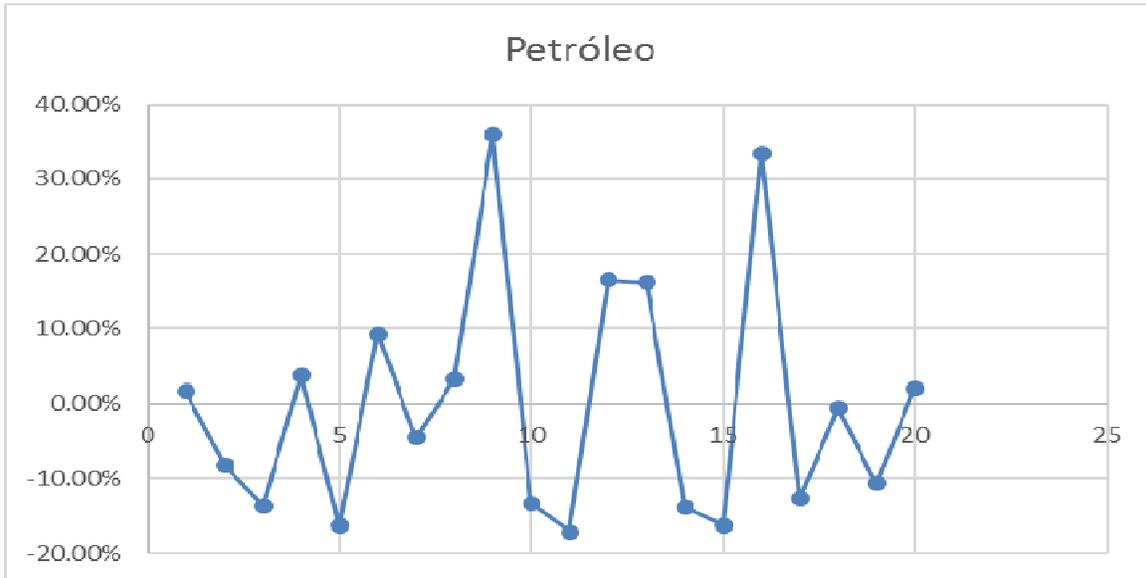
Fuente: Elaboración propia (2017)

Tabla 89: Tarifas del escenario 2, VAN negativo (Pesimista).

Pequeña Demanda		Mediana Demanda	
Residencial 1er Bloque	\$ 119.02	Media Tensión Med. De Potencia	\$ 109.67
Residencial 2do Bloque	\$ 118.97	Media Tensión Med. Horario	
Residencial 3er Bloque	\$ 118.98	Energía en punta	\$ 111.46
Uso general	\$ 118.77	Energía en resto	\$ 110.58
Alumbrado Publico	\$ 118.24	Energía en valle	\$ 108.16
Mediana Demanda		Gran Demanda	
Baja Tensión Med. De Potencia		Media tensión Med. horario	
Baja Tensión Med. Horario	\$ -	Energía en punta	\$ 111.46
Energía en punta	\$ 120.10	Energía en resto	\$ 110.58
Energía en resto	\$ 119.15	Energía en valle	\$ 108.16
Energía en valle	\$ 116.54		
Gran Demanda			
Baja tensión Med. horario			
Energía en punta	\$ 120.10		
Energía en resto	\$ 119.15		
Energía en valle	\$ 116.54		

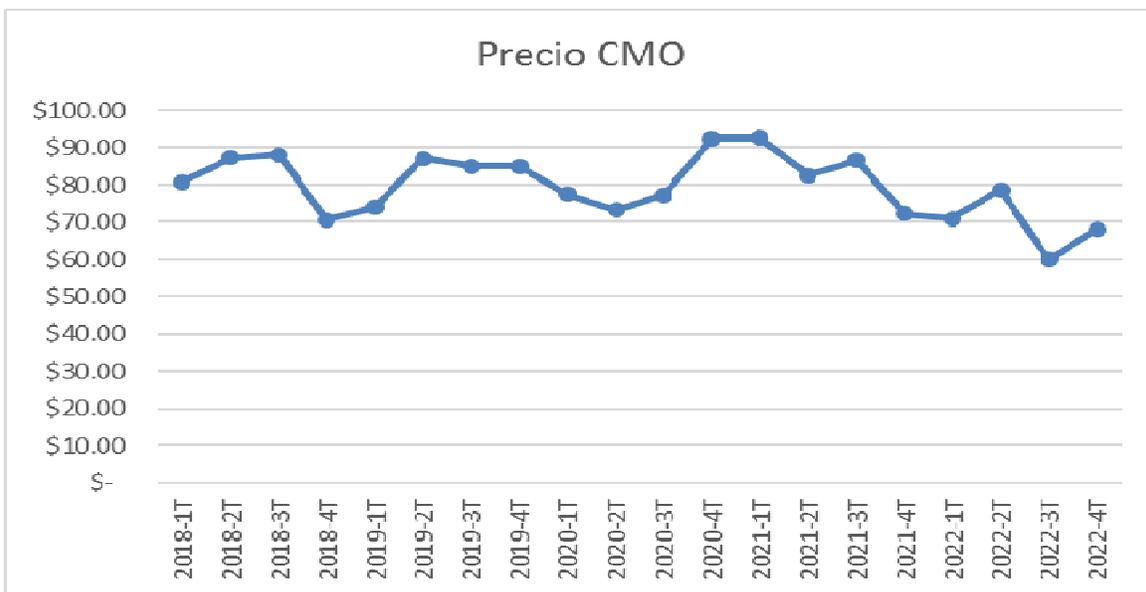
Fuente: Elaboración propia (2017)

Figura 26: Variaciones Escenario 2, proyecciones del precio del petróleo.



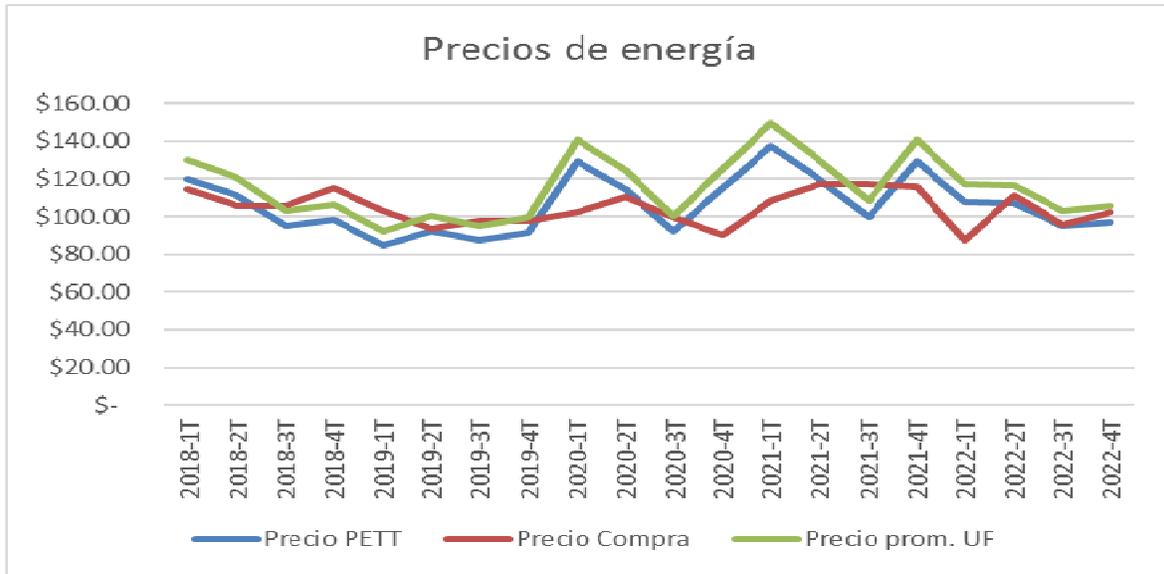
Fuente: Elaboración propia (2017)

Figura 27: Variaciones Escenario 2, proyecciones del precio CMO.



Fuente: Elaboración propia (2017)

Figura 28: Variaciones Escenario 2, proyecciones del precio PETT.



Fuente: Elaboración propia (2017)

Escenario 3: VAN positivo (Aceptable)

Tabla 90: Escenario del VAN positivo (Aceptable)

FCL con GASTOS	
VAN	\$5,518.93
TIR	11.66%
WACC	10.71%

Fuente: Elaboración propia (2017)

Tabla 91: Variables de sensibilidad VAN positivo (Aceptable).

Trimestre	Petróleo	Precio CMO	Flujo VAN_1	Precio PETT	Precio Compra	Precio prom. UF
2018-1T	1.60%	\$ 82.16	\$ 2,237.67	\$ 118.99	\$ 110.88	\$ 129.38
2018-2T	-19.52%	\$ 74.83	\$ (4,976.54)	\$ 94.97	\$ 104.89	\$ 103.26
2018-3T	27.43%	\$ 74.73	\$ 539.50	\$ 121.24	\$ 104.79	\$ 131.83
2018-4T	-12.80%	\$ 76.38	\$ (450.02)	\$ 106.30	\$ 105.09	\$ 115.58
2019-1T	-4.58%	\$ 76.95	\$ (2,468.74)	\$ 101.87	\$ 105.67	\$ 110.76
2019-2T	-1.88%	\$ 86.91	\$ (7,459.49)	\$ 99.67	\$ 115.62	\$ 108.37
2019-3T	27.36%	\$ 91.75	\$ (837.33)	\$ 122.17	\$ 122.12	\$ 132.84
2019-4T	-18.94%	\$ 91.75	\$ (10,549.99)	\$ 98.79	\$ 122.12	\$ 107.41
2020-1T	26.99%	\$ 62.66	\$ 18,282.48	\$ 137.16	\$ 91.37	\$ 149.14
2020-2T	-2.76%	\$ 75.45	\$ 11,043.92	\$ 133.62	\$ 105.52	\$ 145.29
2020-3T	-20.32%	\$ 71.13	\$ 973.50	\$ 104.15	\$ 99.85	\$ 113.24
2020-4T	7.46%	\$ 69.55	\$ 5,109.28	\$ 112.19	\$ 98.27	\$ 121.99
2021-1T	-4.99%	\$ 66.31	\$ (1,198.41)	\$ 106.76	\$ 107.99	\$ 116.08
2021-2T	-10.86%	\$ 75.35	\$ (4,884.01)	\$ 95.72	\$ 105.42	\$ 104.08
2021-3T	-6.65%	\$ 74.70	\$ (6,570.63)	\$ 89.71	\$ 103.41	\$ 97.54
2021-4T	15.58%	\$ 75.38	\$ (1,190.56)	\$ 102.73	\$ 104.10	\$ 111.70
2022-1T	1.23%	\$ 78.97	\$ (2,356.27)	\$ 103.85	\$ 107.68	\$ 112.91
2022-2T	-0.29%	\$ 76.40	\$ (1,347.40)	\$ 103.54	\$ 105.12	\$ 112.58
2022-3T	11.58%	\$ 77.04	\$ 4,650.06	\$ 118.98	\$ 107.14	\$ 129.37
2022-4T	26.95%	\$ 68.32	\$ 23,458.12	\$ 164.13	\$ 110.38	\$ 178.46

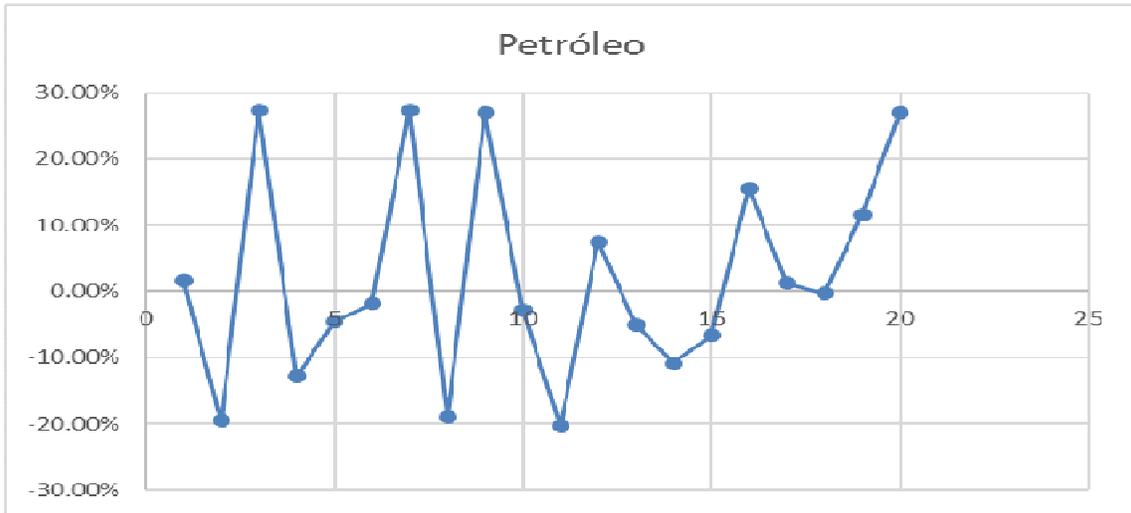
Fuente: *Elaboración propia (2017).*

Tabla 92: Tarifas del escenario 3, VAN positivo (Aceptable)

Pequeña Demanda		Mediana Demanda	
Residencial 1er Bloque	\$ 125.31	Media Tensión Med. De Potencia	\$ 115.46
Residencial 2do Bloque	\$ 125.25	Media Tensión Med. Horario	
Residencial 3er Bloque	\$ 125.26	Energia en punta	\$ 117.35
Uso general	\$ 125.05	Energia en resto	\$ 116.42
Alumbrado Publico	\$ 124.48	Energia en valle	\$ 113.87
Mediana Demanda		Gran Demanda	
Baja Tensión Med. De Potencia		Media tensión Med. horario	
Baja Tensión Med. Horario	\$ -	Energia en punta	\$ 117.35
Energia en punta	\$ 126.44	Energia en resto	\$ 116.42
Energia en resto	\$ 125.44	Energia en valle	\$ 113.87
Energia en valle	\$ 122.69		
Gran Demanda			
Baja tensión Med. horario			
Energia en punta	\$ 126.44		
Energia en resto	\$ 125.44		
Energia en valle	\$ 122.69		

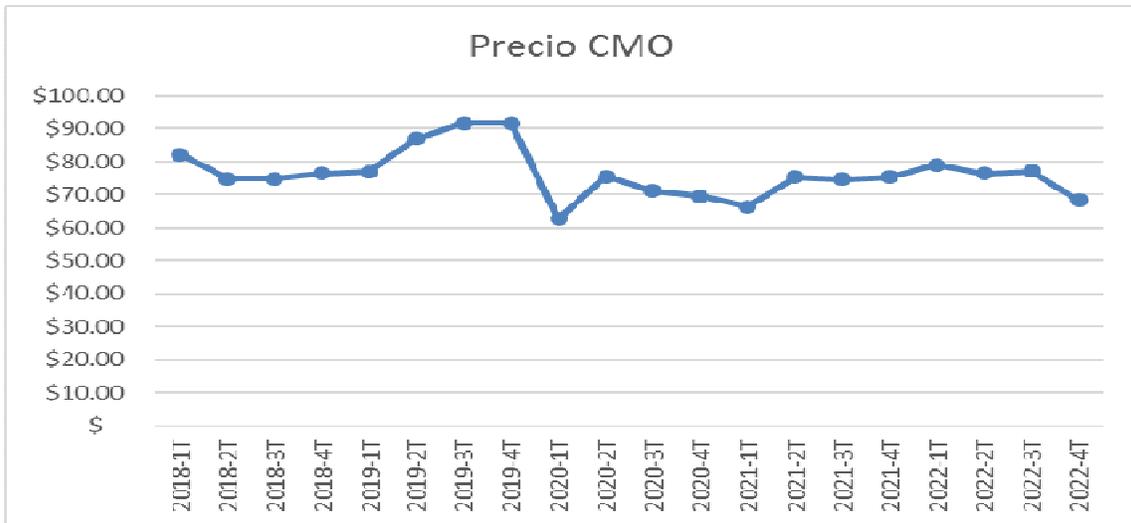
Fuente: *Elaboración Propia (2017).*

Figura 29: Variaciones Escenario 3, proyecciones del precio del petróleo.



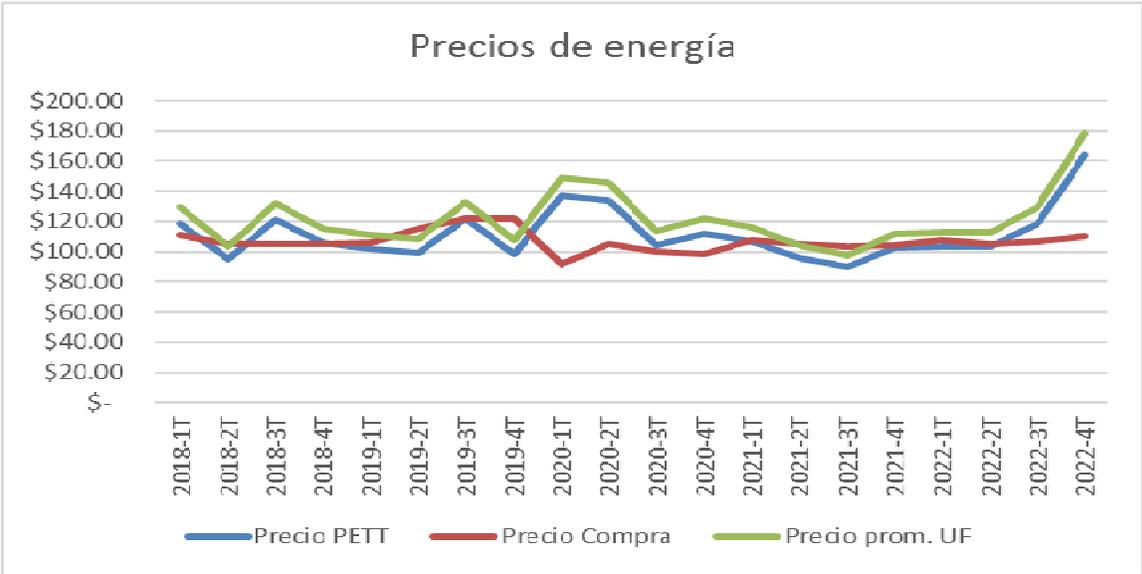
Fuente: Elaboración propia (2017)

Figura 30: Variaciones Escenario 3, proyecciones del precio CMO.



Fuente: Elaboración propia (2017)

Figura 31: Variaciones Escenario 2, proyecciones del precio PETT.



Fuente: Elaboración propia (2017)

CAPÍTULO V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

CAPITULO 5.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

5.1 Conclusiones.

Como resultado del estudio aplicado al análisis del riesgo regulatorio en los precios de compra y venta de energía y su efecto en los flujos de efectivo de las distribuidoras de energía eléctrica de El Salvador (durante los años 2015 y 2016), se obtuvieron las siguientes conclusiones:

1. Mediante el análisis de las tarifas históricas de los precios aprobados de energía que se encontraban vigentes durante los años 2015 y 2016, se observa claramente el efecto del descalce financiero que se genera en el flujo de efectivo de las distribuidoras, debido a que las empresas distribuidoras pueden obtener tantos flujos positivos como negativos, como consecuencia de las variaciones entre los precios de compra y venta de energía
2. Se identificó que entre los principales factores que inciden en los precios de energía, es la volatilidad de los precios del petróleo, situación derivada por la composición actual de la matriz energética del país.

De igual forma se observa que con el aumento de la generación a base de recursos renovables, se agudiza la relación directa entre las condiciones

climáticas de un país y la producción de energía eléctrica; considerando que la primera es una variable impredecible que genera variaciones importantes en la determinación del precio de compra y venta de energía.

3. La normativa regulatoria de compras de energía establece un 70% de la demanda máxima como valor mínimo de compra, mediante la figura de contratos bajo procesos de libre competencia y bilaterales; entre los ajustes de precio que consideran adecuados las empresas distribuidoras está el tratamiento adecuado de ajustes en cuanto a la variabilidad de precios de petróleo, inflación y tasas de interés.
4. La mayor parte de las empresas distribuidoras consideran inapropiado el periodo de aprobación del pliego tarifario por cargo por energía, a la vez mencionan que el periodo recomendable de actualización debería ser mensual, esto con el fin de minimizar el tiempo del descalce financiero, considerando que en ocasiones genera flujos negativos que obligan a las empresas a cubrir costos de compra con fondos de operación.
5. Las empresas distribuidoras consideran inadecuados los mecanismos dados por la normativa al tratamiento de las cuentas por cobrar, esto debido al tiempo que se debe tener una cuenta activa, así como por la estructura de la metodología de aplicación de cargo de interés por mora.

6. El incremento del riesgo país en El Salvador genera falta de liquidez, incremento de las cuentas morosas y aumento de las pérdidas de energía para las distribuidoras de energía eléctrica, situación que ha generado mayor impacto financiero con la falta de pago del subsidio por parte del Gobierno Central.

7. En base a los resultados de la encuesta realizada, la mayor parte de las empresas distribuidoras confirman que la normativa regulatoria relacionada a los precios de compra y venta de energía incide negativamente en las finanzas de las distribuidoras.

8. Se confirma mediante las respuestas obtenidas con la implementación de las guías de entrevista que las empresas distribuidoras gestionan parte del riesgo regulatorio de los precios de las tarifas a través de la obtención de financiamiento de fondos por medio de banca nacional, factoraje y medidas de reducción de costos.

5.2 Recomendaciones.

1. Es necesario mantener mecanismos de gestión ante una posible situación de descalce financiero generado por las tarifas, entre ellos: diversificación de fuentes de ingresos, líneas rotativas de crédito, financiamientos a tasas preferenciales, de igual forma se considera conveniente que las empresas distribuidoras manejen una opción de pronóstico sistematizado a fin de lograr la predicción adecuada de precios de la energía en el mercado MRS y precios adecuados a los contratos de compra a largo plazo; tomando en cuenta las variables regulatorias establecidas en el ROBCP y la LGE.
2. Se recomienda a las empresas distribuidoras realiza anualmente un estudio cuantitativo y cualitativo de las variables macroeconómicas relevantes para la determinación del precio de compra y venta de energía; esto con el fin de hacer gestiones oportunas para tratar las necesidades de fondos durante los periodos de vigencia de precios, con el fin de evitar el detrimento de los flujos de fondos.
3. Es considerable para las empresas distribuidoras realizar una propuesta al ente regulador para que el ROBCP incorpore nuevos indicadores de ajustes a los precios de compra de energía bajo contratos de largo plazo, sean esto bajo el proceso de libre competencia o bilaterales.

4. Se propone a nivel de recomendación realizar un estudio de factibilidad e implementación para un proyecto de titularización de flujos futuros de las facturaciones mensuales de las distribuidoras o de los flujos provenientes del descalce financiero de la tarifa; cuyo fundamento se determine a través de un pronóstico de tarifas de venta y compra a fin de observar los flujos positivos o negativos que soportarán las finanzas de la empresa representando su conveniencia práctica a través de la variable financiera VAN.
5. Se recomienda a las empresas distribuidoras crear mecanismos que mejoren el control de la mora en función de los parámetros establecidos en la normativa, de igual forma realizar las sugerencias de forma a la estructura de los términos y condiciones vigentes, con el fin de minimizar las pérdidas por cuentas incobrables.
6. Ante el incremento del riesgo País de El Salvador, las empresas distribuidoras deben evaluar medidas oportunas para el tratamiento de las pérdidas de energía no técnicas, ya que además de ser un tema de cultura de la población se relaciona con la situación social y económica del país, afectando directamente los flujos de las distribuidoras. Respecto al tema del Subsidio a la energía se sugiere que las empresas distribuidoras busquen mecanismos de financiamiento a través de los generadores e instituciones

públicas del Sector Eléctrico, a fin de compartir parte del efecto del impago de la subvención.

7. Se recomienda realizar un estudio de factibilidad e implementación para crear una figura relacionada al tema de precios de compra y venta de energía que permita aplicar la metodología que contienen las opciones reales (Call y Put), a fin de contar con la opción de compra o venta de energía en el mercado mayorista de electricidad.

8. Se sugiere a las empresas distribuidoras crear mecanismos de gestión de los efectos analizados con el riesgo regulatorio como: alianzas estratégicas con empresas relacionadas con la venta de equipos para la producción de energía a base de recursos renovables, así como instituciones bancarias nacionales e internacionales.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. Ley General de Electricidad, Decreto Legislativo No. 086, San Salvador, a los dieciocho días del mes de agosto del año dos mil doce.
2. Reglamento de la Ley General de Electricidad, Decreto Legislativo No. 843 a los dieciocho días del mes de agosto del año dos mil doce.
3. Constitución de la República de El Salvador, Decreto Legislativo No.36 a los 16 días del mes de diciembre de mil novecientos ochenta y tres.
4. Ley de Creación de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones, Decreto Legislativo No. 405, San Salvador, a los treinta días del mes de agosto del año dos mil siete.
5. Ley de Fondo de Inversión Nacional en Electricidad y Telefonía, Decreto Legislativo No. 354, San Salvador, a los 9 días del mes de Julio de 1998.
6. Reglamento de la Ley de Fondo de Inversión Nacional en Electricidad y Telefonía, Decreto Legislativo No. 55, San Salvador, a los 26 días del mes de Mayo de 1999.
7. Ley De Incentivos Fiscales Para El Fomento De Las Energías Renovables En la Generación de Electricidad, Decreto Legislativo No. 462, San Salvador, a los once días del mes de diciembre de dos mil siete.
8. ZUMMARATINGS (Clasificadora de Riesgo) Informe del Sector Eléctrico de El Salvador 2015.

9. PROESA Organismo Promotor de Exportaciones e Inversiones De El Salvador, Sector Eléctrico de El Salvador 2016.
10. Unidad De Transacciones, S.A. de C.V., Boletín Estadístico 2014.
<http://www.ut.com.sv/reportes>.
11. Unidad De Transacciones, S.A. de C.V., Boletín Estadístico 2015.
<http://www.ut.com.sv/reportes>.
12. Unidad De Transacciones, S.A. de C.V., Boletín Estadístico 2016.
<http://www.ut.com.sv/reportes>.
13. Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones, Boletín de Estadísticas Eléctricas No. 15, Noviembre 2014.
<https://www.siget.gob.sv/temas/>
14. Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones, Boletín de Estadísticas Eléctricas No. 16, Mayo 2015.
<https://www.siget.gob.sv/temas/>
15. Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones, Boletín de Estadísticas Eléctricas No. 17, Septiembre 2016.
<https://www.siget.gob.sv/temas/>
16. Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones, Precios de la energía eléctrica a trasladar de las tarifas de las distintas distribuidoras durante los años de 2015 al 2017
<https://www.siget.gob.sv/temas/>

17. Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones, Pliego tarifario del suministro de energía eléctrica al consumidor final durante los años 2015 al 2017
<https://www.siget.gob.sv/temas/>
18. Rodríguez, Eduardo, Administración del Riesgo. México, Editorial Alfa Omega Grupo Editor, Año 2002.
19. Pinillos Seminario, Augusto Norberto, (2012), “Diseño Metodológico”
20. Banco Davivenda, Informe Especial de Energía Eléctrica.
21. Roberto Hernancez Sampieri, Hernández Collado, Carlos, Baptista Lucio, Pilar. Metodología de la Investigación 6ta. Edición.
22. U.S. Energy Information Administration, Short Term Energy Outlook, October 2017.
<https://www.eia.gov/outlooks/steo/>
23. The World Bank, Commodity Markets Outlook, October 2017.
<http://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets>
24. Bolsa de Valores de El Salvador, Octubre 2017
<https://www.bolsadevalores.com.sv/>
25. Reglamento de operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción, Decreto Numero 138 Tomo No. 392, 22 de Julio 2011, Actualizado con el Acurdo 215-E-2015, Mayo 2015

26. José Francisco Lazo M, La Reprivatización de las Distribución de Energía Eléctrica En El Salvador.

<http://www.uca.edu.sv/revistarealidad/archivo/4e2d9f28ae351lareprivatizacion.pdf>

27. Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones, Anexo A del Acuerdo No. 124-E-2013 Metodología de Traslado de los precios Ajustado de la Energía a las Tarifas de Energía Eléctrica de los Usuarios Finales.

<https://www.siget.gob.sv/temas/>

28. Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones, Acuerdo 215 de 2016, Reforma al decreto ejecutivo No.15 de fecha 28 de Enero de 2013 El porcentaje mínimo de contratación obligatoria por parte de las distribuidoras a que se refiere art.n86, inciso primero del Reglamento de la Ley General Electricidad.

29. Yahoo Finanzas, The AES Corporation (AES), Octubre 2017

<https://finance.yahoo.com/quote/AES?p=AES>.

30. J.P Morgan, Emerging Markets Bonds Index.

<https://www.jpmorgan.com/country/US/EN/jpmorgan/investbk/solutions/research/indices/product>

31. Unidad de transacciones, Programación anual 2017.

32. Yahoo Finance, NYSE COMPOSITE,

33. Damodaran, Calculo de Betas, Enero 2017

www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/betaemERG.xls

34. U.S. Department of the Treasury, Tasa Libre de Riesgo, 2017

<https://www.treasury.gov/resource-center/data-chart-center/interest-rates/Pages/TextView.aspx?data=yield>

35. Banco Central de Reserva de El Salvador, Tasas de interés promedio ponderado porcentual anual 2017

<http://www.bcr.gob.sv/bcrsite/?x21=52&lang=es>

ANEXOS

ANEXOS

ANEXO.- 1 INDICE DE FIGURAS

TABLA DE FIGURAS

Figura 1: Fórmula de ajuste trimestral de precio de energía.....	40
Figura 2: Distribución de cargos por energía.....	45
Figura 3: Formula general del ajuste al precio de la energía trimestral.....	98
Figura 4: Precios MRS con cargos del sistema.....	98
Figura 5: Intereses por cargos regionales por las distribuidoras.....	99
Figura 6: Grafico de contratos Bilaterales.....	144
Figura 7: Demanda de mercado de contratos.	145
Figura 8: Evolución de los precios MRS-2015.....	147
Figura 9: Contratos Bilaterales 2016.....	148
Figura 10: Demanda de contratos de mercado.....	149
Figura 11: Evolución de los precios MRS 2016.....	151
Figura 12: Variación de precios históricos de venta.....	224
Figura 13: Inyecciones por recursos septiembre 2017.....	228
Figura 14: Precios de venta de energía.....	231
Figura 15: Formula cálculo MRS.....	234
Figura 16: Relación del precio actual y el precio anterior.....	241

Figura 17: Precios proyectados de CMO/WTI.....	242
Figura 18: Precios CMO histórico.....	241
Figura 19: Precios WTI histórico.....	242
Figura 20: Comparativo de tarifas.....	249
Figura 21: Cálculo de Beta.....	251
Figura 22: Simulación del VAN en Montecarlo.....	261
Figura 23: Variaciones en los cambios del precio trimestral del petróleo.....	265
Figura 24: Variaciones en los cambios del precio trimestral del CMO.....	265
Figura 25: Variaciones en los cambios del precio trimestral de energía.....	266
Figura 26: Variaciones en los cambios del precio trimestral del petróleo.....	269
Figura 27: Variaciones en los cambios del precio trimestral del CMO.....	269
Figura 28: Variaciones en los cambios del precio trimestral de energía.....	270
Figura 29: Variaciones en los cambios del precio trimestral del petróleo.....	273
Figura 30: Variaciones en los cambios del precio trimestral del CMO.....	273
Figura 31: Variaciones en los cambios del precio trimestral de energía.....	274

ANEXO.- 2 INDICE DE GRAFICOS

TABLA DE GRÁFICOS

Gráfica 1: ¿Considera que el precio techo o precio máximo establecido por SIGET es apropiado?.....	165
Gráfica 2: ¿Qué variables deberían ser tomadas en cuenta en la determinación del precio máximo de compra en un contrato bajo proceso de libre concurrencia?...167	
Gráfica 3: ¿Qué aspectos considera apropiados para los ajustes de precios de compra en contratos de libre concurrencia?.....	168
Gráfica 4: ¿Cómo evalúa la seguridad jurídica del país en cuanto a cambios importantes en tema de normativa relacionada a compras de energía para las distribuidoras?.....	170
Gráfica 5: ¿Existen ventajas competitivas para las distribuidoras con la firma de contratos de libre concurrencia con generadores del sector regional de Centroamérica?.....	172
Gráfica 6: ¿Considera que los porcentajes de compra de energía determinados por la regulación son adecuados para un manejo óptimo de precios para los usuarios del servicio?.....	174
Gráfica 7: ¿Considera que la liquidación entre el cargo de potencia firme provisoria y definitiva debería ser flexible en cuanto a la migración de usuarios y transferencias de carga entre distribuidores?.....	175
Gráfica 8: ¿Considera que la compra bajo "Contratos bilaterales" permite lograr precios más competitivos para las distribuidoras?.....	177
Gráfica 9: ¿Considera que existe riesgo de variabilidad de precios en este mercado?.....	179

Gráfica 10: ¿Cuál considera es la variable más influyente en los precios de compra de energía?.....	181
Gráfica 11: ¿Cuál es la relación entre el PIB del país y el crecimiento de la inversión en el sector de generación de energía eléctrica?.....	183
Gráfica 12: ¿Cuáles considera son los principales efectos en las finanzas de las distribuidoras ante el incremento del riesgo país y riesgo legal?.....	185
Gráfica 13: ¿Cuál ha sido la principal consecuencia de la falta de pago de los subsidios a la energía? Fuente: Elaboración propia (2017).....	186
Gráfica 14: ¿A qué fuentes de financiamiento opta su empresa para el desarrollo de las operaciones del negocio?.....	188
Gráfica 15: ¿Cómo evalúa el impacto que causa en los costos financieros de su empresa la falta de pago del subsidio a la energía por parte del gobierno Central?.....	189
Gráfica 16: ¿Qué medidas toma su empresa para minimizar el impacto de la falta de pago del subsidio?.....	191
Gráfica 17: ¿Considera que la normativa regulatoria relacionada con los precios de compra y venta de energía incide negativamente en las finanzas de las distribuidoras?.....	192
Gráfica 18: ¿Cómo evalúa los mecanismos dictados por la normativa en cuanto a la recuperación de las cuentas por cobrar?.....	194
Gráfica 19: ¿Considera adecuados los periodos de tiempo que determina la normativa en relación con mantener activa la cuenta de clientes morosos hasta su baja definitiva del servicio?.....	197
Gráfica 20: ¿Cuál considera es la principal causa del incremento de pérdidas no técnicas en su empresa?.....	199

ANEXO.- 3 GLOSARIO DE TERMINOS Y ABREVIATURAS

Alta Tensión: Voltaje igual o superior a 115 kilovoltios.

Baja Tensión: Voltaje igual o inferior a 600 Voltios.

Capacidad Disponible: Es la potencia eléctrica que realmente es capaz de suministrar una máquina o central generadora en un momento determinado.

Capacidad Instalada: Es la potencia eléctrica de los equipos generadores tal y como se especifica por el fabricante en los datos de placa.

Cargos Del Sistema (CSIS en US\$/MWH): Costos complementarios a la producción de energía eléctrica que son traspasados directamente a la demanda y a las Inyecciones Regionales. Dichos costos están asociados a los servicios necesarios para garantizar el transporte, la calidad, seguridad y eficiencia económica del suministro, así como para la recuperación de aquellos costos relacionados con aspectos administrativos y operativos del sistema, como los servicios prestados por la UT, la SIGET y otros similares.

Cargo Variable de Transmisión (US\$/MWh): Es la diferencia entre la energía retirada en un nodo de la Red de Transmisión Regional, valorizada al respectivo precio nodal, menos la energía inyectada en otro nodo de la Red de Transmisión Regional, valorizada al respectivo precio nodal.

Central Generadora: Es el conjunto de equipos utilizados directa e indirectamente para la generación de energía eléctrica, incluidos los edificios y obras civiles necesarias.

Cogenerador: Participante del Mercado que produce simultáneamente energía térmica y eléctrica a partir de una fuente primaria de energía, estando esta producción de energía ligada a un proceso industrial, comercial o de servicio.

Comercializador: Es la entidad que compra la energía eléctrica a otros operadores con el objeto de revenderla.

Conexión: Es el enlace que permite a un usuario final recibir energía eléctrica de una red de transmisión o distribución.

Consumo Propio: Es la diferencia entre la generación bruta más cualquier aporte exterior y la energía neta salida de la central.

Consumo Total: Es el total de la energía eléctrica suministrada por empresas de servicio público o privado al consumidor final, durante un período determinado.

Contratos de libre competencia o contratos de largo plazo: Son aquéllos que se adjudican y suscriben a través de procesos de libre competencia o procedimientos licitatorios supervisados por la SIGET mediante el cual una distribuidora efectúa una convocatoria pública, transparente y no discriminatoria a todo oferente interesado en que se le adjudique el suministro de potencia y energía. La curva de suministro de estos contratos es estandarizada e implican un compromiso de capacidad firme, excepto en el caso de los "Contratos de Libre Competencia respaldados con Recursos Renovables no Convencionales".

Contratos de libre competencia respaldados con recursos renovables no convencionales: Son una variante de Contratos de Libre Competencia, cuya curva de suministro no es estandarizada, y no tienen el compromiso comercial de

capacidad firme. Las unidades de generación renovable no convencional que respalden este tipo de contratos estarán comprometidas en su totalidad en los mismos, y las transacciones contractuales serán físicas; en consecuencia, toda la energía inyectada por las unidades generadoras comprometidas, será considerada vendida bajo los contratos que se suscriban con los PM Distribuidores como resultado de un proceso de licitación de contratos de libre competencia, por lo que no se producirán desviaciones de inyección respecto a los compromisos contractuales. Lo anterior implica que las unidades generadoras comprometidas bajo esta modalidad no podrán comprar o vender energía ni capacidad en el MRS, ni tampoco a través de otro tipo de transacción comercial diferente a este tipo de contratos.

En el caso que el PM Generador que tenga suscrito este tipo de contrato, en cualquier momento instale potencia adicional a la indicada en el contrato, en la central donde se ubican las unidades generadoras renovables no convencionales que lo respaldan, ésta no formará parte del contrato. En ese sentido, las unidades generadoras adicionales deberán instalarse de tal forma que su medición, despacho y control sea realizado de forma independiente de las que respaldan el contrato, salvo las excepciones que se establezcan en el mismo; por lo que la potencia adicional y su energía asociada podrán transarse libremente de acuerdo con las opciones comerciales contempladas en este Reglamento.

Costo Marginal de Operación (CMO en US\$/MWh): Costo de abastecer un MWh adicional de demanda en un intervalo de mercado.

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE): es el ente regulador del Mercado Eléctrico Regional creado por el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central con personalidad jurídica propia y capacidad de derecho público internacional.

Demanda Máxima: Es el valor máximo constatado de la suma de las demandas simultáneas ocurridas en las centrales de la empresa y en los puntos de compras, si los hubiere, en un período determinado.

Demanda Máxima del Sistema en el Periodo de Control de la Capacidad

Firme: Máxima generación neta horaria, más Retiros Regionales y menos Inyecciones Regionales, más las potencias máximas comprometidas en contratos firmes de Inyección Regionales, del periodo de control del año para el cual se determina la capacidad firme.

Demanda Neta Nacional: Es el total de energía demandada por el país a nivel mayorista, incluyendo las pérdidas en transmisión y distribución.

Distribuidor: Es la entidad poseedora y operadora de instalaciones, cuya finalidad es la entrega de energía eléctrica en redes de media y baja tensión.

Energía Inyectada: Aquella que un operador entrega a la red o que ingresa a la red a través de una interconexión.

Energía Retirada De La Red: Aquella que un operador retira de la red o que es extraída de la red a través de una interconexión.

Ente Operador Regional (EOR): Organismo regional creado mediante el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central cuya función principal es la de

coordinar con los entes nacionales de despacho o administradores de mercado (OS/OM) la operación integrada de los sistemas eléctricos de América Central con criterio de despacho económico.

Factor De Utilización: Es la relación porcentual entre la energía realmente producida por una central generadora y el máximo posible, en un lapso de tiempo determinado.

Generación Bruta: Es la energía medida en las terminales de salida de los generadores de la central, incluye la energía suministrada a los servicios auxiliares y las pérdidas en los transformadores de la subestación de salida de la central generadora, en el caso de que existan.

Generación Renovable No Convencional (GRNC): Es la generación de energía eléctrica inyectada a las redes de media tensión provenientes de fuentes renovables como fotovoltaica, solar, eólica, biogás, etc.

Generación Mayorista Nacional: Es el total de energía eléctrica producida en el país, con fines comerciales a nivel mayorista.

Generación Neta: Es la energía medida en las barras colectoras de la central, a la entrada de las líneas de transmisión hacia los centros de consumo.

Generador: Es la entidad poseedora de una o más centrales de producción de energía eléctrica, que comercializa su producción en forma total o parcial.

Interconexión: Es el enlace que permite a dos operadores la transferencia de energía eléctrica entre sus instalaciones.

Línea De Transmisión: Línea eléctrica que sirve para transportar electricidad desde una fuente generadora a un punto de distribución del sistema, en un nivel de tensión igual o mayor que 115 kV.

Media tensión: voltaje superior a 600 v. E inferior a 115 kv.

Mercado de contratos: mercado de energía eléctrica a futuro, despachado por la unidad de transacciones y convenido entre operadores en forma independiente de aquella.

Mercado mayorista: mercado de energía eléctrica operado por la unidad de transacciones y compuesto por el mercado de contratos y el mercado regulador del sistema.

Mercado Regulador del Sistema (MRS): mercado de energía eléctrica de corto plazo, que tiene como objetivo equilibrar la oferta y la demanda.

Operador: es cualquier entidad generadora, transmisora, distribuidora o comercializadora de energía eléctrica.

Participante del mercado (PM): operador o usuario final que cumpliendo con los requisitos de la ley realiza transacciones comerciales a través de la unidad de transacciones en el mercado mayorista.

Participante del mercado autorizado: corresponde a un pm que ha sido autorizado a realizar transacciones regionales según lo previsto en la regulación regional.

Período de control de la capacidad firme: son las horas de la banda horaria de punta y resto del período comprendido desde la semana 46 de un año a la semana 19 del año siguiente.

Pérdidas en transmisión: diferencia entre la energía o potencia neta de entrada al sistema de transmisión y la salida de dicho sistema.

Pérdidas de distribución: diferencia entre la energía o potencia neta de entrada al sistema de distribución y la salida de dicho sistema.

Potencia máxima: es la potencia que puede aportar una unidad generadora en caso de requerirse máxima generación. Su valor está sujeto a verificación por parte de la UT mediante las pruebas respectivas.

Precio spot ó precio MRS: precio horario de energía eléctrica en el mercado regulador del sistema (MRS). Precio igual al costo marginal de operación en el intervalo de mercado respectivo, más los cargos del sistema que corresponda considerar según lo establecido en este reglamento.

Sistema de distribución: es el conjunto integrado de equipos de transporte de energía eléctrica en media y baja tensión. Está formado por los circuitos que se inician en la subestación de distribución y suministran energía a los transformadores de distribución.

Sistema de distribución secundaria: es el formado por los circuitos que se inician en el transformador de distribución y suministran energía al consumidor.

Sistema de transmisión: es el conjunto integrado de equipos de transporte de energía eléctrica en alta tensión. Está conformado por el conjunto de líneas que se

inicia en la salida de las plantas generadoras o puntos de entrega de energía y termina en barras de entrada de las subestaciones de potencia para distribución; para el sistema nacional los voltajes utilizados son 115 kv y 230 kv.

Subestación: es el conjunto de equipos instalados en un lugar, y las obras civiles en el mismo, para la conversión, transformación o control de la energía eléctrica, y para la conexión entre dos o más circuitos.

Tensiones eléctricas o voltajes primario y secundario: el voltaje del circuito que alimenta al transformador se denomina primario; para diferenciarlo del voltaje de salida denominado voltaje secundario.

Transmisor: es la entidad poseedora de instalaciones destinadas al transporte de energía eléctrica en redes de alta tensión, que comercializa sus servicios.

Usuario final: es quien compra la energía eléctrica para uso propio.

ANEXO.- 4 EQUIVALENCIAS:

1 kW: Kilovatio = 1.341 caballo de fuerza (HP).

1 MW: Megavatio = 1,000 kW.

1 kWh: Kilovatio-hora = energía producida por un kW mantenido durante una hora.

1 MWh: Megavatio-hora = 1,000 kWh.

1 GWh: Gigavatio-hora = 1,000,000 kWh.

1 TWh: Teravatio-hora = 1,000,000,000 kWh.

1 kV: Kilovoltio = 1,000 Voltios.

1 kVA: Kilovoltio-Amperio = Potencia aparente producida por 1,000 V.

1 MVA: Megavoltio-Amperio = 1,000,000 Voltio-Amperio.

ANEXO.- 5 NOMENCLATURAS

CRIE= Comisión Regional de Interconexión Eléctrica.

CEL = Comisión ejecutiva hidroeléctrica del Rio Lempa

DTE = Documento de Transacciones Económicas.

EOR= Ente Operador Regional.

LGE = Ley General de Electricidad.

RLGE = Reglamento de la Ley General de Electricidad.

MC = Mercado de Contratos.

MER = Mercado Eléctrico Regional

MRS = Mercado Regulador del Sistema.

PM = Participante del Mercado.

ROBCP = Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción.

SAE = Sistema de Administración de Energía.

SAM = Sistema de Administración del Mercado.

SIGET = Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones.

SIMEC = Sistema de Medición Comercial.

UT = Unidad de Transacciones.

ABRUZZO: Grupo ABRUZZO

AES-CLESA: Compañía de Luz Eléctrica de Santa Ana y Cía. S en C. de C.V.

CAESS: Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador, S.A. de C.V.

DELSUR: Distribuidora de Electricidad del Sur, S.A. de C.V.

DEUSEM: Distribuidora Eléctrica de Usulután, Sociedad de Economía Mixta.

EEO: Empresa Eléctrica de Oriente, S.A. de C.V.

EDESAL: Empresa Distribuidora Eléctrica Salvadoreña, S.A. de C.V.

B&D: B&D Servicios Técnicos.

ANEXO 6.- PRESUPUESTO DE INVESTIGACION Y CRONOGRAMA

PRESUPUESTO DE LA INVESTIGACIÓN												
ANALISIS DEL RIESGO REGULATORIO EN LOS PRECIOS DE COMPRA Y VENTA DE ENERGIA EN LOS FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELECTRICA DE EL SALVADOR DURANTE LOS AÑOS 2015 Y 2016.												
RECURSOS	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	
HUMANOS												
Director Asesor	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Equipo Formulador	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Asesor Informático	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 80.00	\$ 80.00
MATERIALES												
Computadora	\$ 50.00	\$ 50.00	\$ 50.00	\$ 50.00	\$ 50.00	\$ 50.00	\$ 50.00	\$ 50.00	\$ 50.00	\$ 50.00	\$ 50.00	\$ 50.00
Material Bibliográfico y Fotocopias	\$ 30.00	\$ 30.00	\$ 45.00	\$ 45.00	\$ 45.00	\$ 45.00	\$ 45.00	\$ 45.00	\$ 45.00	\$ 45.00	\$ 45.00	\$ 30.00
Papelería, impresiones y encuadernación	\$ 35.00	\$ 35.00	\$ 35.00	\$ 35.00	\$ 35.00	\$ 35.00	\$ 35.00	\$ 35.00	\$ 35.00	\$ 35.00	\$ 50.00	\$ 100.00
Recolección de información de campo	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 75.00	\$ 125.00	\$ 125.00	\$ 50.00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Viáticos y Transporte	\$ 80.00	\$ 80.00	\$ 80.00	\$ 80.00	\$ 140.00	\$ 140.00	\$ 140.00	\$ 80.00	\$ 80.00	\$ 80.00	\$ 80.00	\$ 80.00
Electricidad	\$ 15.00	\$ 15.00	\$ 15.00	\$ 15.00	\$ 15.00	\$ 15.00	\$ 15.00	\$ 15.00	\$ 15.00	\$ 15.00	\$ 15.00	\$ 15.00
Telefonía e internet	\$ 40.00	\$ 40.00	\$ 40.00	\$ 40.00	\$ 40.00	\$ 40.00	\$ 40.00	\$ 40.00	\$ 40.00	\$ 40.00	\$ 40.00	\$ 40.00
Software y Hardware del modelo	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 100.00	\$ 100.00	\$ 100.00	\$ 100.00
SUTOTAL	\$ 250.00	\$ 250.00	\$ 265.00	\$ 265.00	\$ 400.00	\$ 450.00	\$ 450.00	\$ 315.00	\$ 365.00	\$ 460.00	\$ 495.00	
TOTAL					\$	3,965.00						

ANEXO 7.- CUESTIONARIO A PERSONAL TECNICO.

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD MULTIDISCIPLINARIA DE OCCIDENTE
MAESTRIA EN ADMINISTRACION FINANCIERA
TEMA DE TRABAJO DE GRADO



"Análisis del riesgo regulatorio en los precios de compra y venta de energía y su efecto en los flujos de fondos de las distribuidoras de energía eléctrica de el salvador."

Objetivo General: Analizar el riesgo regulatorio en los precios de compra y venta de energía relacionado con el efecto directo en los flujos de efectivo de las distribuidoras de energía eléctrica de El Salvador.

Objetivo de la entrevista: Identificar las variables regulatorias más importantes que inciden en la determinación de los precios de compra y venta de energía.

Dimensiones:

6. Compra bajo contratos de libre concurrencia.
7. Compra bajo contratos bilaterales
8. Compra en el mercado MRS

Perfil del entrevistado: Las siguientes preguntas están dirigidas al personal técnicos o ingenieros de las empresas distribuidoras de energía eléctrica que laboran en la parte de determinación, control y liquidación para la actividad de compras de energía.

Indicaciones: Favor lea cuidadosamente cada pregunta y responda la opción que considere adecuada en base a su opinión.

1.-En cuanto a compras de energía bajo contratos establecidos en procesos de libre concurrencia, ¿Considera que el precio techo o precio máximo establecido por SIGET es apropiado?

SI NO

2.- En su opinión ¿Qué variables considera deberían ser tomadas en cuenta en la determinación del precio máximo de compra en un contrato bajo proceso de libre concurrencia?

- a) Precio CMO
- b) Riesgo País
- c) Tiempos de vigencia de los contratos de compra
- d) Todas la anteriores

3.-¿ Qué aspectos considera apropiados para los ajustes de precios de compra en contratos de libre concurrencia?

- a) Variabilidad de los precios del petróleo
- b) Tasa de inflación del país
- c) Tasas de interés
- d) Todas las anteriores
- e) Otras (Detalle): _____

4.- ¿Como evalúa la seguridad jurídica del país en cuanto a cambios importantes en tema de normativa relacionada a compras de energía para las distribuidoras?

- a) Riesgo Alto
- b) Riesgo Intermedio
- c) Riesgo Bajo

5.- En su opinión, ¿Existe ventajas competitivas para las distribuidoras con la firma de contratos de libre concurrencia con generadores del sector regional de Centroamérica?

SI NO

6.-En base a normativa de compras de energía, ¿Considera que los porcentajes de compra de energía determinados por la regulación son adecuados para un manejo optimo de precios para los usuarios del servicio?

SI NO

Porque: _____

7.- En su opinión, ¿Considera que la liquidación entre el cargo de potencia firme provisoria y definitiva debería ser flexible en cuanto a la migración de usuarios y transferencias de carga entre distribuidores?

SI NO

Porque: _____

8.- Considera que la compra bajo "Contratos bilaterales" permite lograr precios más competitivos para las distribuidoras?

SI NO

Porque: _____

9.- ¿Considera que en el mercado MRS es posible obtener precios de energía más competitivos que en el establecimiento de compras a base de contratos a largo plazo?

10.-En el mercado MRS es posible realizar ventas producto de las desviaciones de contratos de compra, ¿Considera que existe riesgo de variabilidad de precios en este mercado?

a) Riesgo bajo

b) Riesgo intermedio

c) Riesgo alto

11.- ¿Cual considera puede es la estructura de compra de energía en base a tipo de generación, que optimiza los precios de cargo por energía para el usuario final?

Gracias por su fina atención y disponibilidad.

ANEXO 8.- CUESTIONARIO A PERSONAL ADMINISTRATIVO FINANCIERO

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

FACULTAD MULTIDISCIPLINARIA DE OCCIDENTE

MAESTRIA EN ADMINISTRACION FINANCIERA

TEMA DE TRABAJO DE GRADO

"Análisis del riesgo regulatorio en los precios de compra y venta de energía y su efecto en los flujos de fondos de las distribuidoras de energía eléctrica de el salvador."

Objetivo General: Analizar el riesgo regulatorio en los precios de compra y venta de energía relacionado con el efecto directo en los flujos de efectivo de las distribuidoras de energía eléctrica de El Salvador.

Objetivo de la entrevista:

1. Identificar las variables regulatorias más importantes que inciden en la determinación de los precios de compra y venta de energía.
2. Analizar los efectos del descalce financiero que existe entre las compras y ventas de energía de acuerdo con la regulación del sector de distribución eléctrica.

Dimensiones:

9. Variables incidentes en el tratamiento de los precios de compra y venta de energía.
10. Compras de energía.
11. Ventas de energía.

Perfil del entrevistado: Las siguientes preguntas están dirigidas al personal a cargo de la administración financiera y comercial de las empresas distribuidoras de energía eléctrica que laboran en la parte de control operativo de ingresos, flujos y costos.

Indicaciones: Favor lea cuidadosamente cada pregunta y responda la opción que considere adecuada en base a su opinión.

1.-Cuál considera es la variable más influyente en los precios de compra de energía?

a) Precios del petróleo

b) Condiciones climáticas

c) Normativa regulatoria

d) Otros: _____

2.- En su opinión, ¿Cual es la relación entre el PIB del país y el crecimiento de la inversión en el sector de generación de energía eléctrica?

a) Relación directa

b) Relación indirecta

c) No existe correlación

3.-Cuales considera son los principales efectos en las finanzas de las distribuidoras ante el incremento del riesgo país y riesgo legal?

a) Falta de liquidez

b) Incremento de los costos

c) Poco grado de inversión en el país

d) Migración de clientes entre distribuidoras del sector.

e) Otras (Detalle): _____

4.-El efecto de riesgo país está vinculado con el grado de iliquidez del gobierno Central, afectando el pago de las subvenciones del Gobierno Central, ¿Cuál ha sido la principal consecuencia de la falta de pago de los subsidios a la energía?

a) Incremento de cuentas morosas

b) Incremento de pérdidas de energía por robos o fraudes

c) Atraso en los pagos de los clientes

d) Todas las anteriores

5.-¿A que fuentes de financiamiento opta su empresa para el desarrollo de las operaciones del negocio?

- a) Banca privada nacional
- b) Banca privada extranjera
- b) Fondos propios
- c) Factoraje
- d) Otros (Detalle): _____

6.-¿Cómo evalúa el impacto que causa en los costos financieros de su empresa la falta de pago del subsidio a la energía por parte del gobierno Central?

- a) Alto impacto financiero
- b) Mediano impacto financiero
- c) Bajo impacto financiero

7.- ¿Qué medidas toma su empresa para minimizar el impacto de la falta de pago del subsidio?

- a) Diversificar las actividades del giro de la empresa.
- b) Financiamientos de fondos.
- c) Reducciones de costos.
- d) Todas las anteriores
- e) Otros (Detalle): _____

8.-¿Considera que la normativa regulatoria relacionada con los precios de compra y venta de energía incide negativamente en las finanzas de las distribuidoras?

SI NO

9.-¿ Cómo evalúa los mecanismos dictados por la normativa en cuanto a la recuperación de las cuentas por cobrar?

a) Son adecuados

b) No son adecuados

d) Otros (Detalle):_____

10.- ¿Considera que el periodo actual de aprobación del pliego tarifario de precios por cargo de energía es adecuado? Si, No Porque?

11.- Considera apropiado el tratamiento que determina la normativa en cuanto al tratamiento de las cuentas morosas y la aplicación de los porcentajes de interés por mora? Si, No Porque?

12.- En su opinión, ¿Considera adecuados los periodos de tiempo que determina la normativa en relación a mantener activa la cuenta de clientes morosos hasta su baja definitiva del servicio?

SI NO

13.- ¿Cuál considera es la principal causa del incremento de pérdidas no técnicas en su empresa?

a) Incremento de la delincuencia del país

b) Focalización del subsidio

c) Incremento de los precios de energía

d) No existe incremento de pérdidas no técnicas

Gracias por su fina atención y disponibilidad.