

UNIVERSIDAD DE COSTA RICA
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Eléctrica

IE0499 – Proyecto Eléctrico

**Análisis metodológico para la comparación de precios de
la electricidad entre Costa Rica y sus principales socios
comerciales americanos.**

por

Luis Daniel García Zúñiga

Ciudad Universitaria Rodrigo Facio

Diciembre de 2017

**Análisis metodológico para la comparación de precios de
la electricidad entre Costa Rica y sus principales socios
comerciales americanos.**

por

Luis Daniel García Zúñiga

A42219

IE0499 – Proyecto Eléctrico

Aprobado por

Ing. Raúl Fernández, Msc.

Profesor guía

Ing. Arturo Molina Soto
Profesor lector

Ing. Giovanni Castillo
Profesor lector

Diciembre de 2017

Resumen

Análisis metodológico para la comparación de precios de la electricidad entre Costa Rica y sus principales socios comerciales americanos.

por

Luis Daniel García Zúñiga

Universidad de Costa Rica
Escuela de Ingeniería Eléctrica
Profesor guía: Ing. Raúl Fernández, Msc.
Diciembre de 2017

El análisis comparativo de los precios de la electricidad es un tema central en las discusiones sobre competitividad y el Sistema Eléctrico Costarricense. Este trabajo se propone aportar elementos de análisis para tales discusiones así como poner a disposición del público dos metodologías esquematizadas para la reproducción y profundización de dichos elementos (análisis metodológico global y aplicación tarifaria de la muestra). El trabajo incluye un análisis comparativo de los nueve países americanos más importantes para la balanza comercial costarricense, para los cuales se recopilan datos ambientales, sociales, económicos y técnicos; mientras el análisis de precios de la electricidad se realiza mediante el método de factura típica, aplicado a cada empresa de la muestra y tomando en cuenta la curva de carga típica costarricense. Para finalizar se presentan resultados de dos ejercicios simples de correlación lineal con objetivo ilustrativo.

Palabras claves: Tarifas eléctricas, precio, consumo, generación, empresas eléctricas, análisis comparativo, curva de carga.

Acerca de IE0499 – Proyecto Eléctrico

El Proyecto Eléctrico es un curso semestral bajo la modalidad de trabajo individual supervisado, con el propósito de aplicar estrategias de diseño y análisis a un problema de temática abierta de la ingeniería eléctrica. Es un requisito de graduación para el grado de bachiller en Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Costa Rica.

Abstract

Análisis metodológico para la comparación de precios de la electricidad entre Costa Rica y sus principales socios comerciales americanos.

Original in Spanish. Translated as: “Methodological Analysis Regarding Electricity Prices Comparison Between Costa Rica and Its Trading Partner American Countries”

by

Luis Daniel García Zúñiga

University of Costa Rica
Department of Electrical Engineering
Tutor: Ing. Raúl Fernández, Msc.
December of 2017

The comparative analysis of electricity prices is a central issue in the discussions on competitiveness and the Costa Rican Electricity System. This work aims to provide elements of analysis for such discussions and make available to the public two methodologies for the reproduction and deepening of these elements (global methodological analysis and rates application of the sample). The work includes a comparative analysis of the nine most important American countries for the Costa Rican trade balance, for which environmental, social, economic and technical data are collected; while the analysis of electricity prices is carried out using the typical invoice method, applied to each company in the sample and taking into account the typical Costa Rican load curve. To finalize, results of two simple linear correlation exercises with illustrative objective are presented

Keywords: *Rates, Electricity price, Utilities .*

About IE0499 – Proyecto Eléctrico (“Electrical Project”)

The “Electrical Project” is a course of supervised individual work of one semester, with the purpose of applying design and analysis strategies to a problem in an open topic in electrical engineering. It is a requisite of graduation for the Bachelor of Science in Electrical Engineering, granted by the University of Costa Rica.

Dedicado a mi familia y a mi país.

Agradecimientos Primero a mi fabulosa familia que me ha sostenido cuando han flaqueado las fuerzas y han gozado conmigo las primaveras. No tengo palabras para expresar mi agradecimiento por tal bendición.
A la Universidad y al País que me han dado la oportunidad de realizar estos estudios.
Al Tribunal del Proyecto, su guía y apoyo han sido invaluableles.
A los amigos que han caminado conmigo y a todas las personas que me he topado en el camino.
Agradezco a todos los y las funcionarias que me ayudaron en esta investigación y por medio de ellos a las Instituciones y Organismos que representan.
Finalmente, le agradezco a usted lector por hacer un uso responsable de esta información.

Índice general

Índice general	xi
Índice de figuras	xiii
Índice de tablas	xiv
Nomenclatura	xvii
1 Introducción	1
1.1. Alcance	2
1.1.1. Objetivo General	2
1.1.2. Objetivos Específicos	2
1.2. Antecedentes	3
1.3. Estructura del documento	5
1.4. Metodología	5
2 Aplicación Metodológica	7
2.1. Selección de países	7
2.2. Mes de aplicación	8
2.3. Perfil País	9
2.3.1. Costa Rica	9
2.3.2. Estados Unidos	11
2.3.3. Guatemala	14
2.3.4. Panamá	15
2.3.5. Nicaragua	17
2.3.6. El Salvador	18
2.3.7. Honduras	20
2.3.8. México	21
2.3.9. Colombia	23
2.3.10. Chile	25
2.4. Selección de empresas	26
2.5. Perfiles de consumo modelo	30

2.5.1.	Sector Residencial	31
2.5.2.	Sector Comercial	31
2.5.3.	Sector Industrial	32
3	Aplicación Tarifaria	35
3.1.	Costa Rica	36
3.1.1.	Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)	36
3.1.2.	Compañía Nacional de Fuerza y Luz	37
3.2.	Estados Unidos	39
3.2.1.	Allele Minnesota Power Co.	39
3.2.2.	Xcel Energy	40
3.3.	Guatemala	43
3.3.1.	Empresa Eléctrica de Guatemala S.A.	43
3.4.	Honduras	44
3.4.1.	ENNE	44
3.5.	Panamá	46
3.5.1.	Elektra Noreste S.A.	46
3.6.	Nicaragua	47
3.6.1.	Dissnorte-Dissur	47
3.7.	México	49
3.7.1.	Comisión Federal de Electricidad	50
3.8.	El Salvador	51
3.8.1.	AES El Salvador	51
3.9.	Colombia	54
3.9.1.	CODENSA (Grupo ENEL)	54
3.10.	Chile	56
3.10.1.	CHILQUINTA	56
4	Resultados	59
4.1.	Precios por Consumo	60
4.2.	Precios por Sector	63
4.3.	Validación de resultados	66
4.4.	Comparación por País	68
4.4.1.	Comparación por Matriz Eléctrica	68
4.4.2.	Comparación por Macro-Indicadores	71
4.5.	Análisis de correlación	75
4.6.	Comparación con datos de CEPAL	76
4.7.	Relación Renovables/Costo en EE.UU.	79
5	Conclusiones y recomendaciones	81
5.1.	Conclusiones	81
5.2.	Recomendaciones	83

A Infogramas datos Macro	85
B Estructura del S.E.N. Costa Rica	89
C Cálculos Tarifarios	91
Bibliografía	129

Índice de figuras

1.1. Metodología. Elaboración propia	6
2.1. Selección de países	7
2.2. Flujo Comercial Costa Rica 2015	8
2.3. Capacidad instalada por fuente, Costa Rica 2015	10
2.4. Generación por fuente, Costa Rica 2015	10
2.5. Entidades de balance del Sistema	12
2.6. Generación eléctrica por fuente, EE.UU. 2014	13
2.7. Capacidad instalada por fuente, Guatemala 2015	15
2.8. Generación por fuente, Guatemala 2015	15
2.9. Capacidad instalada por fuente, Panamá 2015	16
2.10. Generación por fuente, Panamá 2015	16
2.11. Capacidad instalada por fuente, Nicaragua 2015	18
2.12. Generación por fuente, Nicaragua 2015	18
2.13. Capacidad instalada por fuente, El Salvador 2015	19
2.14. Generación por fuente, El Salvador 2015	19
2.15. Capacidad instalada por fuente, Honduras 2015	21
2.16. Generación por fuente, Honduras 2015	21
2.17. Capacidad instalada por fuente, México 2015	22
2.18. Capacidad instalada por fuente, Colombia 2015	24
2.19. Capacidad instalada por fuente, Chile 2015	24
2.20. Estructura de consumo ICE, 2015	28
2.21. Capacidad Instalada por fuente ICE, 2015	28
2.22. Rangos de selección	28
2.23. Capacidad Instalada por fuente Allete Inc., 2015	29
2.24. Estructura de consumo por cliente Allete Inc., 2015	29

2.25. Capacidad Instalada por fuente NSPC, 2015	30
2.26. Estructura de consumo por cliente NSPC, 2015	30
2.27. Curva de demanda unitaria promedio, sector Residencial 2015	32
2.28. Curva de demanda unitaria promedio, sector Comercial 2015	33
2.29. Curva de demanda unitaria promedio, sector Industrial 2015	34
4.1. Precio consumo Residencial Enero 2017	60
4.2. Precio consumo Comercial Enero 2017	61
4.3. Precio consumo Industrial Enero 2017	62
4.4. Precio Promedio Residencial Enero 2017	63
4.5. Precio Promedio Comercial Enero 2017	64
4.6. Precio Promedio Industrial Enero 2017	65
4.7. Comparación con Calculadora Oficial. Precio Promedio Residencial Enero 2017	66
4.8. Comparación con Calculadora Oficial. Precio Promedio Comercial Enero 2017	67
4.9. Comparación con Calculadora Oficial. Precio Promedio Industrial Enero 2017	67
4.10. Capacidad Instalada - Precio	69
4.11. Capacidad Instalada Renovable - Precio	69
4.12. Generación Eléctrica - Precio	70
4.13. Generación Renovable - Precio	70
4.14. Población - Precio	72
4.15. Superficie terrestre - Precio	72
4.16. Pobreza - Precio	73
4.17. PIB per cápita / Precio	73
4.18. Emisiones tCO2/persona / Precio	74
4.19. Consumo kWh/persona - Precio	74
4.20. Comparación con datos CEPAL. Precio Promedio Residencial Enero 2017	77
4.21. Comparación con datos CEPAL. Precio Promedio Comercial Enero 2017	77
4.22. Comparación con datos CEPAL. Precio Promedio Industrial Enero 2017	78
B.1. Estructura S.E.N. Costa Rica	89

Índice de tablas

2.1. Tipo de cambio USD a moneda país.	9
2.2. Datos Costa Rica 2015	10

2.3. Datos Estados Unidos 2015	11
2.4. Datos Guatemala 2015	14
2.5. Datos Panamá 2015	16
2.6. Datos Nicaragua 2015	17
2.7. Datos El Salvador 2015	19
2.8. Datos Honduras 2015	20
2.9. Datos México 2015	22
2.10. Datos Colombia 2015	23
2.11. Datos Chile	25
2.12. Participación de empresas en el SEN Costa Rica	26
2.13. Selección de empresas Latinoamericanas	27
2.14. Empresas (<i>Utilities</i>) seleccionadas EE.UU.	29
2.15. Consumo promedio Residencial 2012	31
2.16. Consumo promedio Comercial 2014	32
2.17. Consumo promedio Industrial 2012	33
3.1. Rango horario Costa Rica	37
3.2. Tarifa aplicada ICE Residencial	37
3.3. Tarifa aplicada ICE Comercial	37
3.4. Tarifas aplicadas ICE Industrial	37
3.5. Tarifas aplicadas CNFL Residencial	38
3.6. Tarifa aplicada CNFL Comercial	38
3.7. Tarifas aplicadas CNFL Industrial	38
3.8. Tarifas aplicadas ALLETE Residencial	39
3.9. Tarifas aplicadas ALLETE Comercial	40
3.10. Tarifas aplicadas ALLETE Industrial	40
3.11. Rango horario Xcel Energy	41
3.12. Tarifas aplicadas XCEL Residencial	41
3.13. Tarifas aplicadas XCEL Comercial	42
3.14. Tarifas aplicadas XCEL Industrial	42
3.15. Rango horario Guatemala	43
3.16. Tarifas aplicadas EEGSA Residencial	43
3.17. Tarifas aplicadas EEGSA Comercial	44
3.18. Tarifas aplicadas EEGSA Industrial	44
3.19. Rango horario Honduras	45
3.20. Tarifas aplicadas ENEE Residencial	45
3.21. Tarifas aplicadas ENEE Comercial	45
3.22. Tarifas aplicadas ENEE Industrial	45
3.23. Rango horario Panamá	46
3.24. Tarifas aplicadas ENSA Residencial	46
3.25. Tarifas aplicadas ENSA Comercial	47
3.26. Tarifas aplicadas ENSA Industrial	47

3.27. Rango horario Nicaragua	48
3.28. Tarifas aplicadas Dissnorte-Dissur Residencial	48
3.29. Tarifas aplicadas Dissnorte-Dissur Comercial	48
3.30. Tarifas aplicadas Dissnorte-Dissur Industrial	49
3.31. Tarifas aplicadas Dissnorte-Dissur Industrial	49
3.32. Rango horario México	50
3.33. Tarifas aplicadas CFE Residencial	50
3.34. Tarifas aplicadas CFE Comercial	51
3.35. Tarifas aplicadas CFE Industrial	51
3.36. Tarifas aplicadas CFE Industrial	52
3.37. Rango horario El Salvador	52
3.38. Tarifas aplicadas CAESS Residencial	52
3.39. Tarifas aplicadas CAESS Comercial	53
3.40. Tarifas aplicadas CAESS Industrial	53
3.41. Rango horario CODENSA Nivel 1	54
3.42. Rango horario CODENSA Nivel 3	55
3.43. Tarifas aplicadas CODENSA Residencial	55
3.44. Tarifas aplicadas CODENSA Comercial/Industrial con contribución	55
3.45. Tarifas aplicadas CODENSA Comercial/Industrial sin contribución	55
3.46. Tarifas aplicadas CHILQUINTA Residencial	57
3.47. Tarifas aplicadas CHILQUINTA Comercial	57
3.48. Tarifas aplicadas CHILQUINTA Industrial	57
4.1. Tabla resumen de Correlación Lineal	75
4.2. Precio promedio en EE.UU. según mix de generación	79

Nomenclatura

ARESEP Autoridad Reguladora de Servicios Públicos (Costa Rica)

ASEP Autoridad Reguladora de Servicios Públicos (Panamá)

BCCR Banco Central de Costa Rica

BID Banco Interamericano de Desarrollo.

CAESS AES El Salvador

CEPAL Comisión Económica para América Latina

CFE Comisión Federal de Electricidad (México)

CIER Comisión de Integración Energética Regional

CNFL Compañía Nacional de Fuerza y Luz

CVC Cobro Variable de Combustible

EE.UU. Estados Unidos de América

EEGSA Empresa Eléctrica de Guatemala S.A.

ENEE Empresa Nacional de Energía Eléctrica, Honduras

ENSA Elektra Noreste S.A., Panamá

ICE Instituto Costarricense de Electricidad

IEA Agencia Internacional de Energía (del inglés *International Energy Agency*)

INE Instituto Nicaragüense de Energía

NSPC Northern States Power Company

OLADE Organización Latinoamericana de Energía

PROCOMER Promotora de Comercio Exterior

Rider Cargo propio de una actividad (utilizado en el caso estadounidense)

S.E.N. Sistema Eléctrico Nacional, Costa Rica

SEPSE Secretaría de Planificación del Subsector Energía.

SIEPAC Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central.

SIGET Superintendencia General de Electricidad y Comunicaciones, El Salvador

UCR Universidad de Costa Rica

USEIA Oficina de Administración de Información Energética de Estados Unidos (del inglés: *U.S. Energy Information Administration*)

WEC Consejo Mundial de Energía (del inglés *World Energy Council*)

Introducción

La electricidad se ha vuelto parte fundamental de nuestra cotidianidad, es facilitadora y proveedora de elementos básicos sin los cuales no podríamos subsistir hoy en día y moldea cada vez más las sociedades actuales. Desde la alimentación básica hasta el entretenimiento, pasando por el aprendizaje, proveeduría de servicios, fabricación de bienes, iluminación, comunicaciones, etc. Nuestra sociedad ha desarrollado un modelo en base a la utilización de la energía y en particular la energía eléctrica. Este modelo si bien procura facilitarnos las tareas y es fundamental en el mejoramiento de la calidad de vida; ha significado una presión cada vez mayor sobre los recursos naturales, sobre todo aquellos de alto grado energético como los hidrocarburos que además resultan finitos. La adecuada y responsable utilización de los recursos es fundamental para un desarrollo sostenible en el tiempo y como se menciona en el VII Plan Nacional de Energía del MINAE "...procure la mejora de la calidad de vida de la población actual sin sacrificar las nuevas y venideras generaciones." [58], las cuales ya enfrentan retos mayúsculos como el cambio climático y el cambio de era tecnológica e industrial.

Ante los retos actuales de variación climática, globalización consolidada, comercio internacional agresivo y deterioro del tejido social, se hace cada vez más necesario un diálogo permanente y honesto entre los sectores sociales y productivos, con comunicación e información veraz así como un deseo de crecer en conjunto como sociedad mediante un desarrollo sostenible.

Este trabajo se presenta como un aporte puntual en la línea de mejora técnica para la toma de decisiones. La alta complejidad de las conexiones entre los factores, así como la gran gama de actores que se involucran en el consumo y producción de la electricidad, hace necesario un acercamiento cuidadoso y amplio al tema. El debate sobre los precios de la electricidad se mantiene como un tema constante en el quehacer costarricense y debido a la complejidad mencionada muchas veces se parte de información parcial e incompleta. A esto se deben de sumar distintos procesos y compromisos en el ámbito internacional como la *COP21* o la candidatura del país para la incorporación a la OCDE; además de compromisos internos como el aumento de la competitividad y la búsqueda de un desarrollo sostenible en armonía con la naturaleza. La correcta conjunción de factores e intereses solo es posible bajo una visión país basada en consenso, diálogo e información de calidad que permita alcanzar el objetivo de bienestar común.

Los datos y la información consignada se obtuvo por medio de la colaboración de distintas instituciones y organizaciones, de particular ayuda fueron las colaboraciones de: Secretaría Planificación del Subsector Energía (SEPSE), Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), Comisión Económica para América Latina y Caribe de Naciones Unidas (CEPAL), Autoridad Reguladora de Servicios Públicos (ARESEP), Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), Universidad de Costa Rica (Sistema de Bibliotecas Documentación e Información y Escuela de Ingeniería Eléctrica), y los sitios web oficiales de World Energy Council (WEC), U.S. Energy Information Administration (USEIA), Banco Mundial (BM), International Energy Agency (IEA) y PROCOMER así como de las Empresas Eléctricas y Entes de Regulación Nacionales. Los datos corresponden a cifras oficiales reportadas y a tarifarios oficiales.

1.1. Alcance

Este trabajo busca establecer un esquema metodológico para la comparación de precios de la electricidad y otras variables asociadas, utilizando para ello los nueve países americanos más importantes para la balanza comercial costarricense y una lista limitada de variables país. También se busca establecer una guía metodológica para la aplicación tarifaria de acuerdo al tipo de cliente y grado de consumo típico costarricense, para lo cual se parte de una muestra de doce empresas pertenecientes a los países del estudio, así como doce clientes típicos.

Aunque las metodologías descritas se aplican generalmente en el sector, estas se realizan de manera “*ad hoc*” y no se encontraron fuentes que establecieran metodológicamente los pasos para realizar un estudio comparativo de este tipo.

La aplicación metodológica parte de una muestra de diez países y doce empresas, con lo cual no pretende arrojar resultados concluyentes en lo que a precios promedio por país respecta, sin embargo dicho análisis se toma en cuenta a modo de ejemplo de la aplicación metodológica. Estos resultados se pueden ampliar al incorporar un mayor número de empresas en la muestra volviendo los resultados cada vez más representativos.

Se pretende plantear la información de una manera accesible a la sociedad civil y en particular a los tomadores de decisión.

1.1.1. Objetivo General

Elaborar un análisis que compare los precios de la electricidad, matrices eléctricas y penetración de energía renovable entre otros elementos que contribuyen a las diferencias entre Costa Rica y sus principales socios comerciales.

1.1.2. Objetivos Específicos

- Investigar, clasificar y comparar las tarifas y precios de electricidad para los distintos sectores de consumo.

- Investigar y analizar la matriz eléctrica y el grado de penetración de energías renovables en Costa Rica y los países seleccionados, así como otras variables influyentes en la generación y consumo de energía eléctrica.
- Investigar posibles correlaciones entre variables en el comportamiento de precios de la electricidad.

1.2. Antecedentes

Algunos estudios sobre el precio de la electricidad se han llevado a cabo tanto por entes Regionales como por algunos países en específico (Colombia, Guatemala), sin embargo dichos estudios no se encuentran actualizados y se hacen de manera general con consumos distintos a los característicos costarricenses, además de mostrarse solo los resultados y no una metodología de cálculo y análisis para la reproducción de la comparación.

Se han desarrollado dos tipos de análisis comparativo, uno utiliza las ganancias por venta de energía y lo divide entre la energía vendida para obtener un precio promedio global, mientras otro utiliza clientes modelo a los cuales se les aplica los tarifarios particulares de cada empresa estudiada. El primer método lo utilizan la *IEA* y *EUROSTAT* y el segundo es utilizado por *CEPAL* y *CIER*. Dichos métodos se caracterizan a continuación.

Comisión Económica para América Latina (CEPAL). Como parte de un trabajo periódico realizado por la CEPAL, se pone a disposición del público general el documento denominado “*Estadísticas del subsector eléctrico de los países del Sistema de Integración Centroamericana (SICA)*” [65], con información y datos relevantes sobre la industria eléctrica de los países centroamericanos¹.

El estudio utiliza los tarifarios vigentes (al 2016) de diversas empresas eléctricas de distribución de cada país, además de presentar información de mercado (mayorista y regulado), información de producción y distribución de electricidad con datos actualizados al 2015 y 2016 e información sobre las transacciones regionales (SIEPAC).

Presenta además notas relevantes en la aplicación de los tarifarios y forma parte de la base principal de este trabajo.

Algunas características relevantes del estudio de CEPAL [65] son las siguientes:

- Se utiliza un factor de carga del 50 % para los consumos de todos los sectores.
- No se incluyen los impuestos locales ni tasas municipales.
- Se incluyen los subsidios en el sector Residencial.
- Los niveles de consumo en energía y potencia máxima para los usuarios modelo, son considerablemente más bajos que los establecidos en Costa Rica.

¹Costa Rica, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Panamá, Guatemala, Belice y República Dominicana

- El estudio incluye un cuadro resumen con los precios promedio para cada país, representado por una empresa eléctrica (normalmente la de mayor tamaño).

Es importante recalcar que el presente Proyecto toma en cuenta otros países, además de los centroamericanos, que no forman parte del estudio elaborado por CEPAL.

Comisión de Integración Energética Regional (CIER) Esta organización reúne a empresas eléctricas latinoamericanas que gestionen su incorporación. Los informes de dicho ente son privados y no se encuentran disponibles al público en general en su versión más reciente. Trabaja con información recabada mediante una encuesta realizada a cada empresa (Encuesta de Tarifas Eléctricas de la CIER). Se utilizan “clientes típicos” definidos a través de energía, potencia y nivel de tensión. No se incluyen tasas por servicios como alumbrado público, aseo y otros.

International Energy Agency (IEA) y EUROSTAT El EUROSTAT corresponde a países europeos y la IEA corresponde a países miembro de la OCDE, entre los que se encuentran Estados Unidos, México y Chile.

Los precios presentados por estos entes provienen de un cálculo mediante las ganancias obtenidas de la venta de energía entre la energía despachada (por sector). Este cálculo no hace referencia a los tarifarios y al ser producto de valores globales no se puede establecer una relación veraz entre precio final y consumo.

VII Plan Nacional de Energía 2015-2030. Como insumo fundamental en cualquier estudio energético y su impacto en las distintas esferas sociales, se debe de tomar en cuenta la línea de gestión política en la que se encuentra el país.

En el 2015 el Ministerio de Ambiente y Energía mediante un proceso complejo de participación ciudadana e intersectorial desarrolló y publicó el VII Plan Nacional de Energía 2015-2030, el cual busca *“dar un salto cualitativo hacia un horizonte caracterizado por la predominancia de un bajo nivel de emisiones en la economía nacional, el desarrollo de procesos de generación y uso de energía más respetuosos de los límites del entorno natural, la construcción de una matriz energética más capaz de sostener la competitividad de las industrias nacionales y una mayor contribución del sector de energía a la calidad de vida de la población.”* [58]. Entre los objetivos del Plan se establece:

“Suplir la demanda de energía del país mediante una matriz energética que asegure el suministro óptimo y continuo de electricidad... promoviendo el uso eficiente de energía para mantener y mejorar la competitividad del país.” [58].

Este plan pretende generar resultados tales como:

“Una economía nacional con un nivel de emisiones de gases de efecto invernadero significativamente menor al actual, debido a la reducción de la dependencia de los hidrocarburos para generar electricidad...” [58].

“Un sector de electricidad en condiciones de aprovechar y adaptar los cambios tecnológicos mundiales para mantener y aumentar la participación de las fuentes de energía renovables en la matriz eléctrica nacional y para ofrecer precios de la electricidad que sean lo más competitivos posibles en el contexto internacional.” [58].

Tomando en cuenta que “... los precios de la electricidad fueron uno de los puntos de mayor debate durante el diálogo nacional de energía.” (MINAE, 2015) y que “... los sectores empresariales son los que más han expresado su preocupación por este tema, ya que consideran que estos precios están afectando su competitividad.” [58]. Se parte del interés general en clarificar cada vez más y de mejor forma el tema de precios de la electricidad. Se plantea como desafío: “Mejorar la información disponible para ejercer la rectoría en esta materia” [58].

Para lo cual este trabajo pretende ser un insumo que colabore en esta materia.

Además de los métodos de análisis anteriores se toman como antecedentes el trabajo realizado por el Instituto Costarricense de Electricidad denominado “ICE – Sector Electricidad y Empresas Eléctricas Internacionales: Datos comparativos sobre precios y otras variables” [11].

1.3. Estructura del documento

El Proyecto consta de cinco secciones, en la primera se introduce el tema y se plantea la metodología global del análisis comparativo.

La segunda sección muestra la aplicación de la metodología antes descrita con la elaboración del perfil país (variables macro y contexto), selección de empresas y asignación de clientes modelo.

En la tercer sección se presenta una metodología detallada de la aplicación tarifaria de cada empresa de la muestra, permitiendo la reproducción y ampliación del estudio.

Los resultados obtenidos de la aplicación a la muestra se presentan en la cuarta sección, recordando que estos resultados no son representativos de los países aunque si de las empresas. También se presentan un análisis básico de correlación lineal y un estudio simple del precio de renovables en Estados Unidos.

Por último en la quinta sección se resumen las conclusiones y recomendaciones del trabajo.

1.4. Metodología

La metodología aplicada parte de una aplicación tarifaria de acuerdo a las normas y reglas de los tarifarios correspondientes así como de los países a los cuales pertenecen las empresas seleccionadas. Se añaden elementos de análisis como las variables país y se insta a ampliar tanto los elementos como los

análisis correspondientes.

En la figura 1.1 se muestra un esquema del proceso. Como punto inicial del desarrollo metodológico, se establece el periodo de tiempo de la aplicación tarifaria², con lo que los resultados no deben de generalizarse ya que corresponden al análisis puntual de dicho periodo.

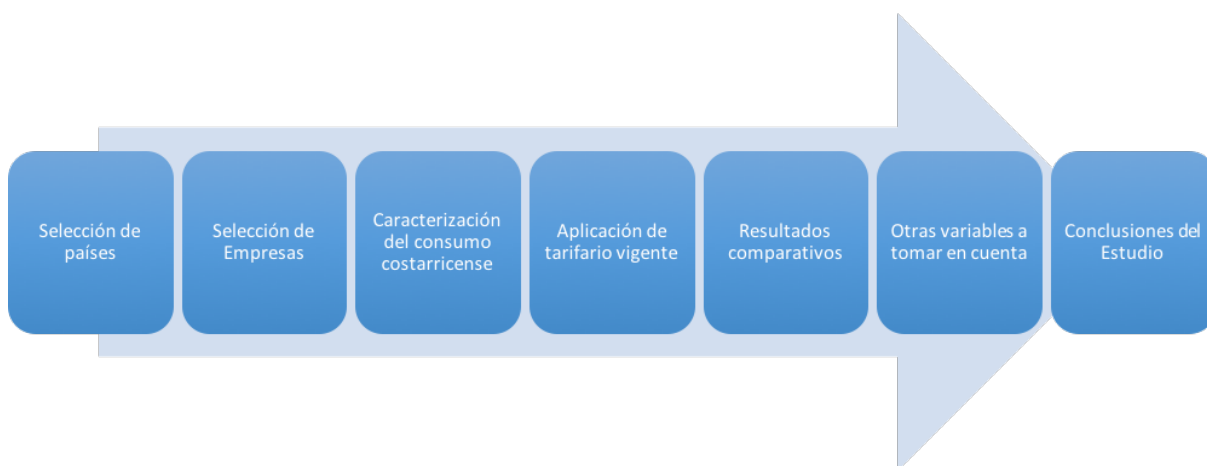


Figura 1.1: Metodología. Elaboración propia.

Se debe de tomar en cuenta que la aplicación tarifaria es un cobro mensual, que varía entre empresas, puede variar entre meses y que tiene comportamientos estacionales (verano-invierno), además está sujeto a impuestos y subsidios que en algunas ocasiones no son claros y pueden modificar sustancialmente el cobro final.

Una vez que se aplicaron debidamente los tarifarios, se obtienen los precios de la electricidad para cada uno de los clientes modelo, permitiendo elaborar una comparación entre los precios a pagar en cada país (empresa) para dichos clientes. Se debe de tomar en cuenta que los consumos de dichos clientes corresponden a un comportamiento de la población propia de Costa Rica y que dicho comportamiento puede variar entre sociedades (países).

Luego de una validación de resultados al compararlos con los obtenidos de calculadoras oficiales (instrumentos de cálculo de precios *online* que ponen a disposición del público algunas de las empresas seleccionadas), se busca una correlación con las variables macro establecidas que podrían influir en dichos precios en aras de un mejor entendimiento del origen de las diferencias.

La obtención de los datos macro económicos y de matriz eléctrica se hace con base en organismos internacionales buscando la mayor comparabilidad posible entre los datos. Los tarifarios aplicados corresponden a cada empresa o al ente regulador (sitio web).

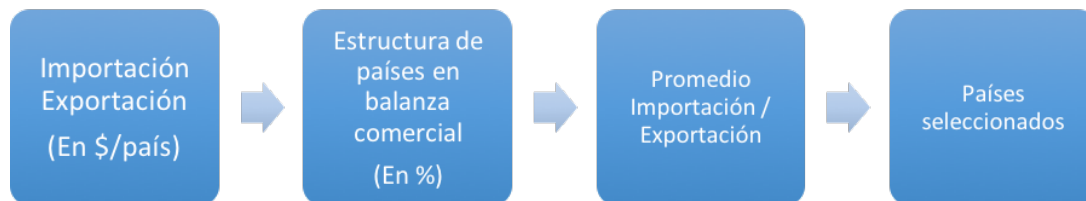
²En este trabajo se asigna tal periodo al mes de enero del 2017.

Aplicación Metodológica

2.1. Selección de países

Para este Proyecto se consideran los países con los que se mantiene el mayor flujo comercial. La Promotora de Comercio Exterior de Costa Rica (PROCOMER) es la oficina encargada de facilitar las exportaciones costarricenses, con los datos obtenidos de esta institución se elabora el perfil de flujo comercial de acuerdo a la figura 2.1

Figura 2.1: Selección de países



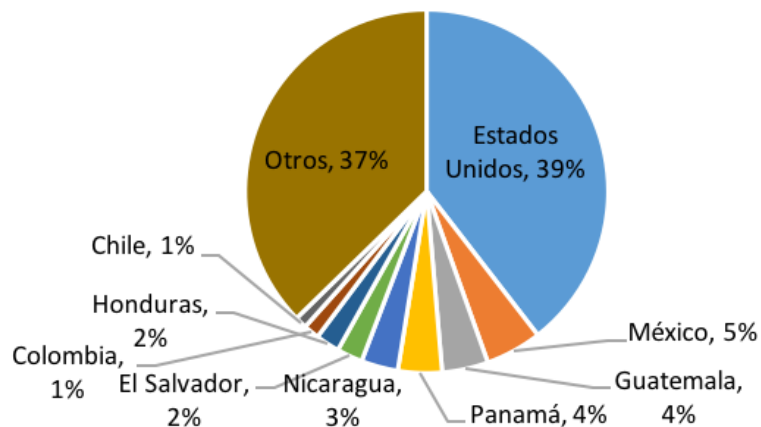
Fuente: Elaboración propia.

Una vez establecidos los países seleccionados, se elabora una ficha técnica de cada país con elementos que permitan una contextualización de la información, muchos de los cuales se pueden utilizar luego para el análisis de correlación.

De los diez países con mayor flujo de exportación en el 2015 ocho son americanos; y de los diez países con mayor flujo de importación, cinco pertenecen a este continente, juntos representan el 63 % del flujo comercial total (exportación / importación) sin contar a Brasil (1 %) y Trinidad y Tobago (0.5 %).

El presente estudio se limita a la comparación con países del continente Americano. Los nueve países americanos con mayor flujo comercial son Estados Unidos, México, Guatemala, Panamá, Nicaragua, El Salvador, Honduras, Colombia y Chile como se muestra en el gráfico 2.2. Siendo Estados Unidos el mayor socio comercial con un 39 % seguido de México con un 5 %.

Figura 2.2: Flujo Comercial Costa Rica 2015



Fuente: Elaboración propia. Datos PROCOMER [71].

2.2. Mes de aplicación

Se debe de establecer el mes de comparación para la aplicación del tarifario vigente a dicho mes. Existen países que mantienen un cobro constante para un periodo de tiempo dado (pueden ser varios meses o incluso años). En el caso de Costa Rica el periodo de variación es de cada tres meses. El periodo de tiempo también puede indicar una serie histórica mensual o anual que permita la identificación de patrones de comportamiento en los precios. Una vez definido el periodo de tiempo, o mes de aplicación, se debe de consignar una variable comparativa, en este caso se utiliza el dólar estadounidense (USD), por lo que se establece el tipo de cambio para cada país correspondiente al periodo de tiempo (mes) de aplicación del estudio¹.

Se define el mes de Enero del 2017 para la aplicación de los tarifarios vigentes a esa fecha. El tipo de cambio utilizado se muestra en el cuadro 2.1. Panamá y El Salvador son los únicos dos casos con economías dolarizadas.

¹Aunque existen varias fuentes pertinentes, es preferible obtener la información directamente de los Bancos Centrales de cada país.

Tabla 2.1: Tipo de cambio USD a moneda país.

País	Moneda Nacional	Dólar
Costa Rica	CRC - Colón	551.63
EEUU	USD - Dólar	1.00
Guatemala	GTQ - Quetzal	7.46
Honduras	HNL - Lempira	23.61
Panamá	PAB - Balboa	1.00
México	MXN - Peso	20.34
El Salvador	SVC - Colón	1.00
Nicaragua	NIO - Córdoba	29.47
Colombia	COP - Peso	2855.8
Chile	CLP - Peso	641.8

Fuente: Elaboración propia. Al 4 de febrero del 2017. Datos [9] [38] [39] [42] [43] [41] [7].

2.3. Perfil País

En esta sección se presentan los datos generales de cada país. Esta información permite contextualizar el análisis tarifario y sus conexiones con características únicas como los recursos disponibles, tamaño geográfico, población, consumo eléctrico y otros. Se toma en consideración la matriz eléctrica así como una breve reseña del mercado eléctrico de cada país seleccionado.

2.3.1. Costa Rica



Con una población de poco menos de 5 millones de personas y poco más de una quinta parte de ellas en pobreza, el consumo eléctrico ronda los 2000 kWh per cápita y la cobertura eléctrica es del 99.4 %, la segunda más alta de Latinoamérica [53]. Costa Rica se ha destacado por tener desde hace décadas una matriz de generación renovable dominada por la hidroeléctrica.² En la tabla 2.2 se presentan los datos país.

Mercado Eléctrico Costa Rica presenta una estructura de mercado verticalmente integrado tipo oligopolio en generación, monopolio en transmisión y oligopolio regional en distribución³. El Sector eléctrico se encuentra conformado por distintos actores con funciones en definición de políticas, regulación, generación, transporte, distribución y comercialización, entre los que se encuentra el Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE), la Autoridad Reguladora de Servicios Públicos (ARESEP) y como actor principal el Instituto Costarricense

²La primera planta de generación eléctrica se estableció en 1884 y fue hidroeléctrica [48].

³Ver Anexo: Diagrama S.E.N. Costa Rica.

Tabla 2.2: Datos Costa Rica 2015

Población:	4 810 000 habitantes.
Área terrestre:	51 100 km ² .
Porcentaje de pobreza:	21.70 %
PIB per cápita:	\$14 880 (PPP).
Emisiones CO ₂ per cápita:	1.62
Consumo energía eléctrica:	1 955 kWh/persona
Porcentaje de electrificación	99.94 %

Fuente: Elaboración propia. Datos de Banco Mundial [70]

de Electricidad (ICE), institución autónoma que se encarga de generación, transmisión (único actor) y distribución [11].

En generación eléctrica posee una estructura parcialmente abierta, con la posibilidad de participación de actores privados que puede llegar a alcanzar hasta un 30 % de la capacidad instalada, siempre y cuando se conforme de plantas de energía renovable [11]. En distribución y comercialización se mantiene una estructura cerrada con ocho empresas brindadoras del servicio, las cuales compran la mayor parte de la energía comercializada al ICE, aunque pueden también poseer plantas de generación propias (energía renovable).

Matriz Eléctrica

Los recursos energéticos con que dispone Costa Rica son: Hidroenergía, geotermia, energía solar y eólica. La capacidad instalada costarricense se compone fundamentalmente de hidroelectricidad (figura 2.3), seguido de capacidad térmica, geotérmica y eólica. La matriz de generación eléctrica para el 2015 se compuso de recursos renovables en un 99 % siendo el hidroeléctrico y geotérmico los más utilizados (figura 2.4).

Figura 2.3: Capacidad instalada por fuente, Costa Rica 2015

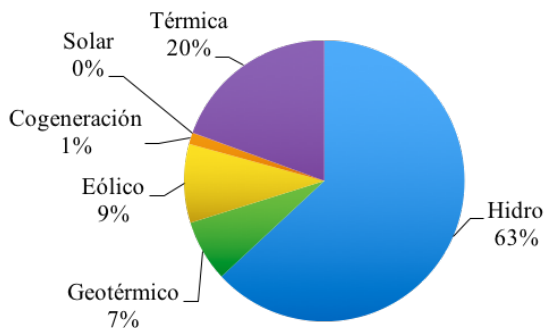
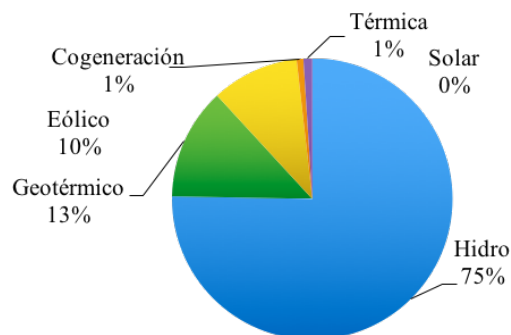


Figura 2.4: Generación por fuente, Costa Rica 2015



Fuente: Elaboración propia. Datos BID [47].

2.3.2. Estados Unidos



Estados Unidos es la mayor economía a nivel mundial y es el segundo mayor productor de energía (presidido solo por China). En el 2013 produjo el 13 % del total de energía producida mundialmente, importando un 27 % de energía (gas y petróleo) y exportando carbón [54].

Para el 2013 el 30 % de energía vino del gas natural, 25 % de carbón y 24.8 % de petróleo y un 11.5 % proveniente de energía nuclear. La matriz energética ha mantenido la

cuota de combustibles fósiles, cambiando el carbón por gas y petróleo que en su mayoría viene de fuentes no convencionales (*fracking*) [54].

El aprovechamiento de fuentes renovables como el viento y el sol ha presentado un aumento considerable en los últimos años y se espera que se siga esa senda, se proyecta que la energía proveniente de combustibles fósiles descienda de un 80.9 % en el 2013 a un 76.9 % en el 2040, aunque esto queda supeditado a las políticas del gobierno de turno. En estos momentos (2017) dichas políticas han tenido un vuelco hacia la industria del gas natural, sobre todo el obtenido mediante el método de *fracking* con altos impactos medioambientales.

Los datos correspondientes a EE.UU. se presentan en la tabla 2.3.

Tabla 2.3: Datos Estados Unidos 2015

Población:	321 420 000 habitantes.
Área terrestre:	9 831 500 km ² .
Porcentaje de pobreza:	No data.
PIB per capita:	\$56 430 (PPP).
Emisiones CO ₂ per capita:	16.39 Ton.
Consumo energía eléctrica:	12 988 kWh/persona.
Porcentaje de electrificación	No data.

Fuente: Elaboración propia. Datos Banco Mundial y OLADE [70] [63].

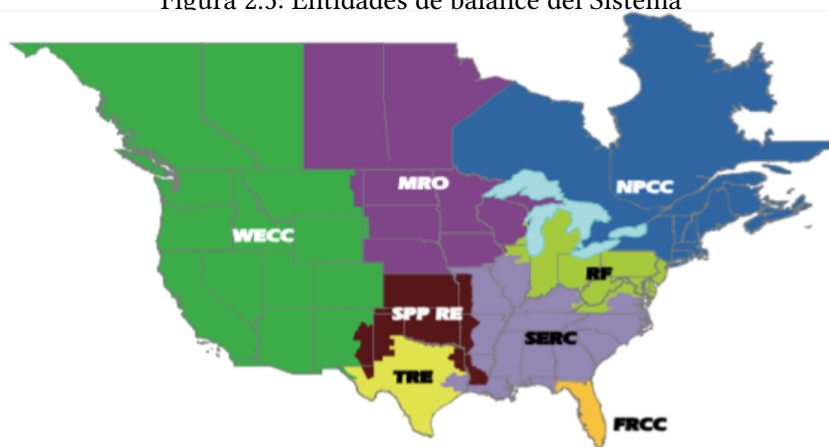
Mercado Eléctrico

La industria eléctrica estadounidense está sujeta a un marco complejo de regulaciones, provenientes de regímenes municipales, estatales y federales, con algunas excepciones. La regulación federal se da cuando se tiene comercio interestatal mientras las Comisiones Estatales regulan cuando se presentan comercio intra-estatal, estas comisiones también aprueban la construcción de plantas generadoras, líneas de transmisión y precios al por menor [54].

La Comisión Federal Reguladora de Energía (FERC) es una agencia independiente que regula la transmisión de electricidad interestatal, así como asegurarse de que las tarifas, términos y condiciones de la transmisión y venta de electricidad al por mayor sean razonables, además de responsabilidades como el monitoreo e investigación de mercados de energía, otorgar permisos e inspeccionar los proyectos hidroeléctricos privados, municipales y estatales, smart grids, respuesta a la demanda, integración de energías renovables, vigilar fusiones y adquisición de compañías eléctricas, entre otros [54].

Las Comisiones Estatales de Compañías Públicas regulan las actividades que salen de la jurisdicción de la FERC [54].

Figura 2.5: Entidades de balance del Sistema



Fuente: Tomado de IEA [54]

La industria eléctrica estadounidense se compone de más de 3 000 compañías (denominados *utilities*, generalmente involucradas en generación, transmisión y distribución) públicos, privados y mixtos, incluyendo más de 1 000 generadores independientes (*IIPs*), tres redes de transmisión regionales sincronizadas, ocho concejos de viabilidad eléctrica, más de 150 operadores de área y miles de autoridades reguladoras separadas (ingenieriles, económicas, ambientales y uso del suelo) [54].

Matriz Eléctrica

El 4 de septiembre de 1882 dio inicio la primera planta de generación eléctrica comercial y permanente en la calle Pearl de New York, veintiséis días después lo hizo la primera planta de generación renovable (hidroeléctrica) en el Estado de Winsconsin [60].

Estados Unidos posee un potencial hidroeléctrico considerable, luego de un gran esfuerzo por explotarlo, sobre todo en la década de los 30's, su importancia ha venido en declive conforme se iban agotando los emplazamientos potenciales y el incremento del rendimiento de otras fuentes mejoraba,

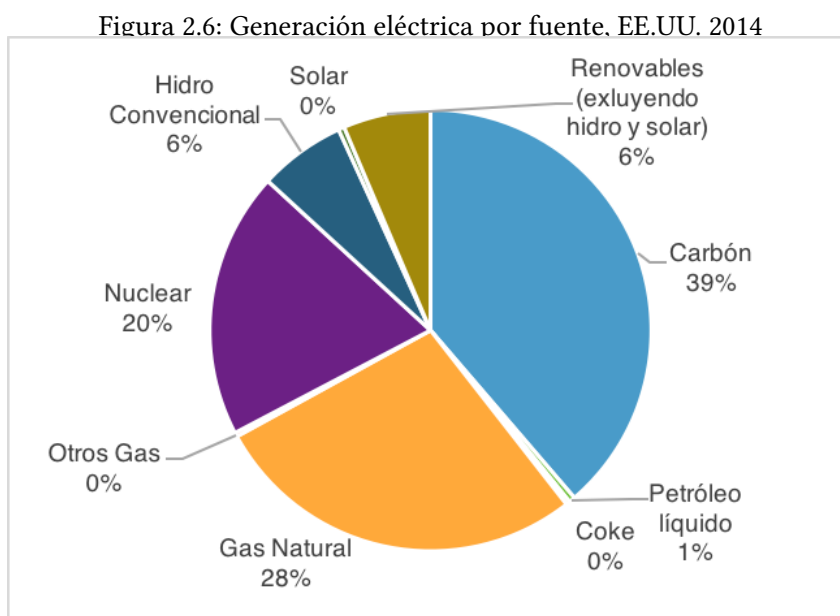
aunado a una sociedad cada vez más preocupada por los impactos medioambientales de los proyectos hidroeléctricos [60].

El país ha experimentado un aumento significativo en el uso de gas natural para la generación eléctrica producto de fuentes no convencionales así como un aumento en energías renovables, eficiencia energética y programas de respuesta al consumo provenientes de avances tecnológicos y políticas tanto a nivel estatal como federal [54].

El carbón y el gas natural son las mayores fuentes de generación eléctrica con un 39 % y 28 % respectivamente para el 2014. Tan solo una década atrás estas fuentes producían un 51.4 % y 16.5 % respectivamente y se espera que para el 2040 las cuotas sean de un 35.5 % y 30.5 % respectivamente [54]. La energía nuclear es la tercer mayor fuente con un 20 % y poco más del 12 % corresponde a energías renovables donde un 6 % proviene de hidroenergía.

En la década que va de 2003 a 2013, la generación eléctrica con base en energía geotérmica aumentó un 22.3 %, los biocombustibles y desechos un 6.3 % y la energía hidroeléctrica disminuyó en un 2.6 %. Se espera que la producción eléctrica con energías renovables llegue a un 16 % para el 2040 con una expansión de todas las fuentes mencionadas a excepción del hidro [54].

En la figura 2.6 se presenta el mix de generación para el 2014. No se tiene datos disponibles de capacidad instalada.



Fuente: Elaboración propia. Datos IEA [2]

2.3.3. Guatemala



Con dos veces el tamaño terrestre de Costa Rica y más de tres veces su población, Guatemala presenta casi un 60 % de pobreza. En la tabla 2.4 se muestran los datos país.

Mercado Eléctrico

Guatemala abre el mercado eléctrico en 1998 clasificando los usuarios en: Usuarios regulados (demanda de potencia menor a 100 kW) y Usuarios no regulados (demanda de potencia mayor a 100 kW y debidamente registrado en el Ministerio de Energía y Minas). Las tarifas dependen del nivel de tensión (BT, MT), consumo en punta o fuera de punta y cobro monómico/binómico y no dependen del sector de consumo [30].

Tabla 2.4: Datos Guatemala 2015

Población:	16 340 000 habitantes.
Área terrestre:	108 900 km ² .
Porcentaje de pobreza:	59.30 %
PIB por persona:	\$7 510 (PPP).
Emisiones CO ₂ por persona:	0.87
Consumo energía eléctrica:	555 kWh/persona
Cobertura eléctrica	91.96 %

Fuente: Elaboración propia. Datos Banco Mundial y OLADE [70] [63].

Matriz Eléctrica

Guatemala posee reservas de petróleo, hidroenergía, geotermia, energía solar y eólica [6]. La capacidad instalada y la generación por fuente para el 2015 se presentan en las figuras 2.7 y 2.8, con capacidades importantes de hidroeléctrica y energía térmica.

Figura 2.7: Capacidad instalada por fuente, Guatemala 2015

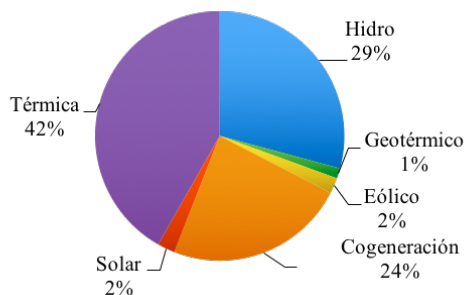
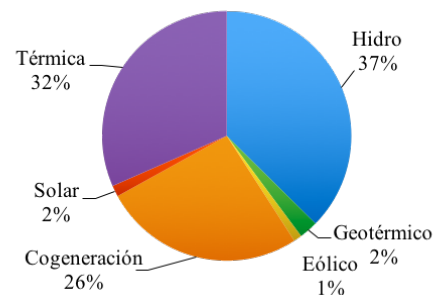


Figura 2.8: Generación por fuente, Guatemala 2015



Fuente: Elaboración propia. Datos BID [47].

2.3.4. Panamá

País fronterizo con el Sur costarricense, Panamá posee una población y consumo eléctrico similar al costarricense, mientras el porcentaje de población en pobreza es del 23%. Los datos correspondientes se muestran en la tabla 2.5.



Mercado Eléctrico.

En 1998 se da la privatización del sector eléctrico, se presentan las licitaciones para la venta de entre el 49% y 51% de las acciones de las empresas eléctricas de generación y distribución, manteniendo participación estatal y se establece el Mercado Mayorista de Electricidad donde generadores y consumidores (distribuidores y grandes usuarios⁴) tranzan la compra y venta de energía y potencia.

⁴Se catalogan como aquellos usuarios con consumo mayor a 100 kW

Tabla 2.5: Datos Panamá 2015

Población:	3 930 000 habitantes.
Área terrestre:	75 400 km ² .
Porcentaje de pobreza:	23 %
PIB por persona:	\$20 710 (PPP).
Emisiones CO ₂ por persona:	2.72
Consumo energía eléctrica:	2 038 kWh/persona
Cobertura eléctrica	93.90 %

Fuente: Elaboración propia. Datos Banco Mundial y OLADE [70] [63].

Matriz Eléctrica.

Panamá posee recursos en hidroenergía, energía solar y energía eólica [6]. Aunque no posee reservas de hidrocarburos esta fuente representa el 34 % en capacidad instalada y el 32 % en la generación eléctrica para el 2015, siendo esta la segunda fuente por debajo de la hidroeléctrica (58 % capacidad instalada, 66 % generación) tal cual se muestra en las figuras 2.9 y 2.10.

Figura 2.9: Capacidad instalada por fuente, Panamá 2015

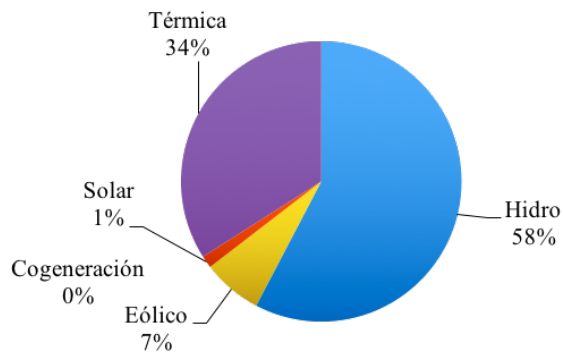
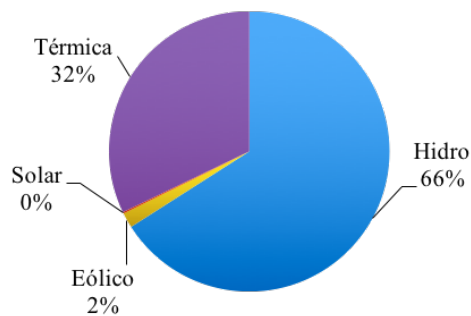


Figura 2.10: Generación por fuente, Panamá 2015



Fuente: Elaboración propia. Datos BID [47].

2.3.5. Nicaragua

País fronterizo por el Norte costarricense, Nicaragua presenta casi una sexta parte del consumo eléctrico costarricense, su población es un 26 % mayor y su área terrestre es 2.5 veces la costarricense. Los datos correspondientes se muestran en la tabla 2.6.

Mercado Eléctrico.



En los 90's se inició con la apertura y privatización del mercado eléctrico nicaragüense. En la actualidad dicho mercado presenta una estructura de generación abierta a la competencia incluyendo generadores públicos, privados y mixtos. La transmisión se mantiene como monopolio natural de la estatal ENATREL y la mayor parte de la distribución corresponde a dos empresas con concesiones territoriales (DISNORTE y DISSUR) ambas de control privado español con un 16 % de participación estatal, además se presentan pequeños distribuidores con generación propia o compra a generadores u otros distribuidores. Los grandes consumidores corresponden a usuarios con consumo mayor o igual a 1000kW y conectados al menos a $13,8\text{kV}$ [3].

Tabla 2.6: Datos Nicaragua 2015

Población:	6 080 000 habitantes.
Área terrestre:	130 400 km ² .
Porcentaje de pobreza:	29.60 %
PIB por persona:	\$5 050 (PPP).
Emisiones CO ₂ por persona:	0.77
Consumo energía eléctrica:	598 kWh/persona
Cobertura eléctrica	85.30 %

Fuente: Elaboración propia. Datos Banco Mundial y OLADE [70] [63].

Matriz Eléctrica

Nicaragua posee recursos hidroeléctricos, geotérmicos, solar y eólico [6]. Una capacidad instalada y generación predominantemente térmica (58 % y 52 % respectivamente), con un fuerte componente eólico (15 % capacidad instalada y 20 % de generación) tal cual se muestra en los gráficos 2.11 y 2.12.

Figura 2.11: Capacidad instalada por fuente, Nicaragua 2015

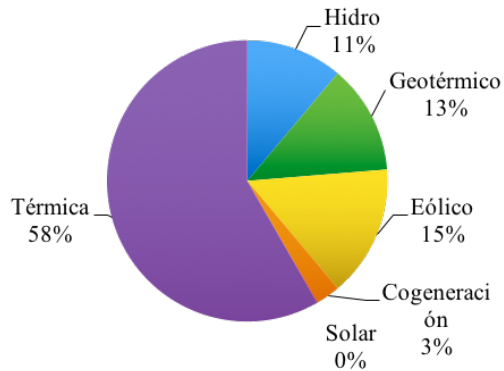
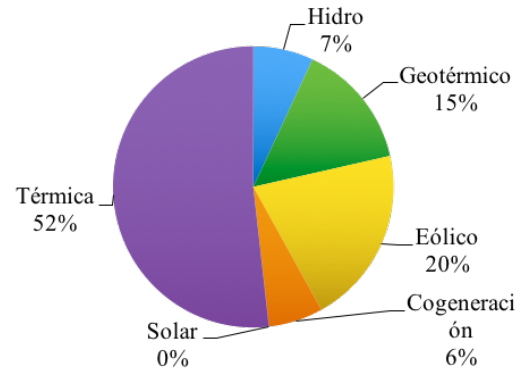


Figura 2.12: Generación por fuente, Nicaragua 2015



Fuente: Elaboración propia. Datos BID [47].

2.3.6. El Salvador

Con un 41 % del área terrestre costarricense y un 27 % más de población, El Salvador presenta casi la mitad del consumo eléctrico costarricense. Los datos correspondientes se muestran en la tabla 2.7.



Mercado Eléctrico.

Entre los años 1996 y 1997 se promulgan la Ley General de Electricidad y su legislación secundaria así como la Ley de Creación de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) el cual se constituye como ente controlador, con funciones de regulación y supervisión del sector. Seguidamente se privatizan los generadores térmicos y empresas distribuidoras de energía eléctrica. Luego de varias reformas al sector, se crea el ente rector en política energética (CNE) así como la Empresa Transmisora de El Salvador (ETESAL) y la Unidad de Transacciones (UT). En

el 2011 entra en operación el Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP) el cual se encuentra vigente hasta la fecha [23].

Tabla 2.7: Datos El Salvador 2015

Población:	6 130 000 habitantes.
Área terrestre:	21 000 km ² .
Porcentaje de pobreza:	31.80 %
PIB por persona:	\$8 220 (PPP).
Emisiones CO ₂ por persona:	1.04
Consumo energía eléctrica:	915 kWh/persona
Cobertura eléctrica	95.40 %

Fuente: Elaboración propia. Datos Banco Mundial y OLADE [70] [63].

Matriz Eléctrica

El Salvador posee recursos hidro-energéticos, geotérmicos y solar [6]. Su capacidad instalada es predominantemente térmica así como su generación (46 % y 43 % respectivamente) seguido de hidroelectricidad (30 % y 25 % respectivamente) tal cual se muestra en las figuras 2.13 y 2.14.

Figura 2.13: Capacidad instalada por fuente, El Salvador 2015

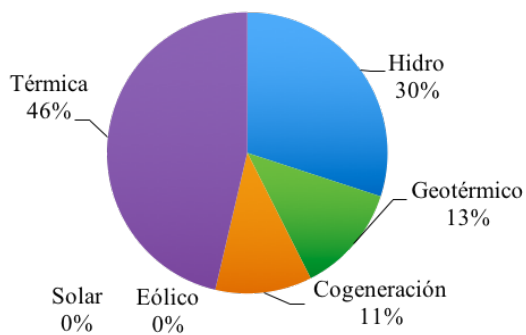
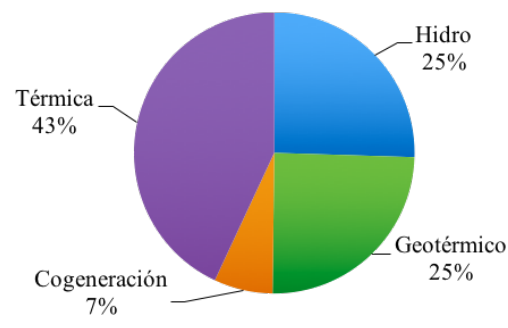


Figura 2.14: Generación por fuente, El Salvador 2015



Fuente: Elaboración propia. Datos BID [47].

2.3.7. Honduras

Los datos correspondientes se muestran en la tabla 2.8.



Mercado Eléctrico.

La Ley General de la Industria Eléctrica (Decreto 404-2013), vigente a partir de Junio del 2014 reforma el sector eléctrico. Se crea la CREE que sustituye a la anterior CNE y es la entidad encargada de regular y aprobar los ajustes tarifarios, los cuales se harán cada tres meses por generación y cada año por transmisión. Esta transformación del subsector eléctrico liberaliza el sector y permite las figuras de comercializador y transmisor, posibilita también que un

ente privado, público o mixto sea el operador del sistema eléctrico. En el 2013 el Estado de Honduras firmó cuatro fideicomisos con la banca nacional de ese país para la recuperación de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) por sus pérdidas técnicas y financieras, de esta forma el despacho, la transmisión, distribución e iluminación pública y el flujo financiero de la ENEE es ahora manejado por dichos fideicomisos, lo que lleva a una transformación de la otrora empresa estatal a sociedad anónima y se divide en tres empresas. Cabe señalar que existe un ambiente de incertidumbre no solo en los consumidores pero también en los empleados debido sobre el actuar de dicha empresa en el mercado ahora liberalizado [50].

Tabla 2.8: Datos Honduras 2015

Población:	8 080 000 habitantes.
Área terrestre:	112 500 km ² .
Porcentaje de pobreza:	62.80 %
PIB por persona:	\$4 740 (PPP).
Emisiones CO ₂ por persona:	1.15
Consumo energía eléctrica:	721 kWh/persona
Cobertura eléctrica	73.96 %

Fuente: Elaboración propia. Datos Banco Mundial y OLADE [70] [63].

Matriz Eléctrica.

Los recursos energéticos de Honduras son: hidroenergía, geotermia, solar y eólico. El recurso térmico es el principal tanto en capacidad instalada como en la matriz de generación con un 41 % y 56 % respectivamente, seguido del hidroeléctrico que representa un 27 % en generación y un 28 % en capacidad instalada (figuras 2.15 y 2.16).

Figura 2.15: Capacidad instalada por fuente, Honduras 2015

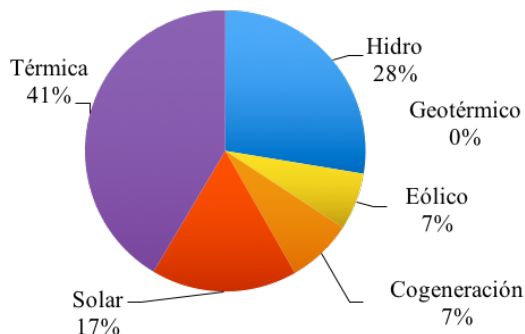
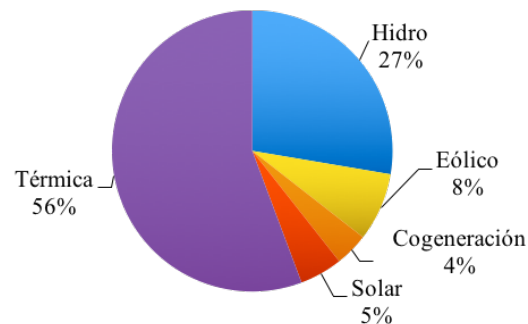


Figura 2.16: Generación por fuente, Honduras 2015



Fuente: Elaboración propia. Datos BID [47].

2.3.8. México

Los datos correspondientes se muestran en la tabla 2.9.



Mercado Eléctrico

México mantenía un subsector eléctrico compuesto por una empresa estatal (CFE) integrada verticalmente y responsable de todas las actividades desde la generación hasta la entrega de energía al usuario final, esto cambia con la aprobación de la llamada Reforma Energética en el 2014⁵. La reforma establece la liberalización del mercado en la generación y suministro de electricidad, mientras la transmisión y distribución se mantiene en manos del Estado aunque abre la posibilidad a la incorporación de entidades privadas para un control mixto (mercado regulado). En enero del 2016 se

publican los términos para llevar a cabo la completa segregación de la CFE en compañías separadas para cada una de las actividades (Generación, Transmisión, Distribución, Suministro básico, Suministro distinto al básico y proveeduría de insumos primarios) y permitir así la entrada de entes privados en competencia [56].

⁵Para más información: <https://home.kpmg.com/content/dam/kpmg/mx/pdf/2016/10/DEmx-opportunidades-sector-electrico.pdf>

Tabla 2.9: Datos México 2015

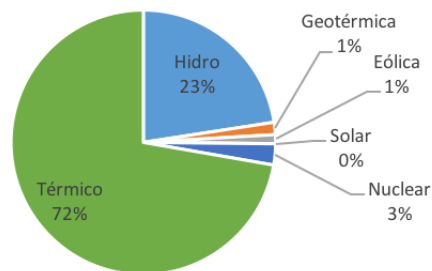
Población:	127 020 000 habitantes.
Área terrestre:	1 964 400 km ² .
Porcentaje de pobreza:	53.20 %
PIB por persona:	\$17 150 (PPP).
Emisiones CO ₂ por persona:	3.95
Consumo energía eléctrica:	2 057 kWh/persona
Cobertura eléctrica	98.53 %

Fuente: Elaboración propia. Datos Banco Mundial y OLADE [70] [63].

Matriz Eléctrica.

México posee energía nuclear, carbón, petróleo, gas, hidroenergía, geotermia, solar y eólico [6]. Debido a sus grandes reservas de petróleo no es de extrañar que el recurso térmico sea la principal fuente en capacidad instalada con un 72 %, seguida del hidro con un 23 % tal cual se muestra en la figura 2.17. No se consignan datos de generación.

Figura 2.17: Capacidad instalada por fuente, México 2015



Fuente: Elaboración propia. Datos OLADE [63].

2.3.9. Colombia

Los datos correspondientes se muestran en la tabla 2.10.



Mercado Eléctrico

Colombia al igual que muchos de los otros países, abre el mercado en los años 90. La reforma surgió como respuesta a una crisis continua y profunda en el funcionamiento y financiamiento del sector [57]. El marco regulatorio se compone de la libre competencia en la generación y comercialización y en monopolio en transmisión y distribución. La regulación queda en manos de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)⁶.

Matriz Eléctrica.

Colombia cuenta con carbón, petróleo, gas, hidroeléctrico, geotérmico y eólico [6]. En la figura 2.18 se muestra la capacidad instalada por fuente. No se tienen datos de generación.

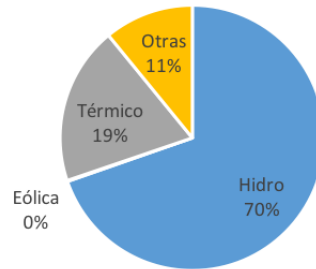
Tabla 2.10: Datos Colombia 2015

Población:	48 230 000 habitantes.
Área terrestre:	1 141 700 km ² .
Porcentaje de pobreza:	27.80 %
PIB per capita:	\$13 520 (PPP).
Emisiones CO ₂ per capita:	1.89
Consumo energía eléctrica:	1 177 kWh/persona
Cobertura eléctrica	96.96 %

Fuente: Elaboración propia. Datos Banco Mundial y OLADE [70] [63].

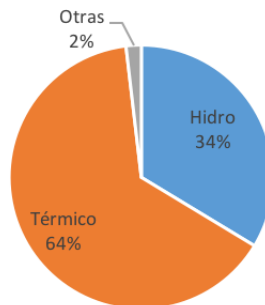
⁶Para más información: <http://scioteca.caf.com/bitstream/handle/123456789/383/17.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Figura 2.18: Capacidad instalada por fuente, Colombia 2015



Fuente: Elaboración propia. Datos OLADE [63].

Figura 2.19: Capacidad instalada por fuente, Chile 2015



Fuente: Elaboración propia. Datos OLADE [63].

2.3.10. Chile



Chile posee un Sistema Eléctrico compuesto de cuatro sistemas interconectados, el SIC (Sistema Ingerconectado Central), SING (Sistema Interconectado del Norte Grande) y los Sistemas Aisén y de Magallanes. El primero se encarga de un 76.8 % de la demanda y atiende el 92.2 % de los clientes, los cuales en su mayoría son clientes regulados, mientras el SING se encarga del 22.4 % de la demanda y un 6.3 % de los clientes que son en su gran mayoría clientes libres (minería e industria). Los dos últimos sistemas cubren las necesidades de las Regiones más alejadas del Sur [46]. Los datos correspondientes se muestran en la tabla 2.11.

Mercado Eléctrico

A partir de la década de los 80's se inicia la privatización del Sector Eléctrico Chileno, pasando a manos privadas las tres actividades principales (generación, transmisión y distribución), mientras el Estado cumple funciones de regulación, fiscalización y planificación. Los clientes libres deben de tener un consumo mayor a los 2000kW [46].

Matriz Eléctrica

Chile posee petróleo, gas, hidroeléctrico, geotérmico, solar y eólico (cuenta con reservas de uranio pero no es una fuente explotada) [6]. En la figura 2.19 se muestra la capacidad instalada por fuente. No se tienen datos de generación.

Tabla 2.11: Datos Chile

Población:	17 950 000 habitantes.
Área terrestre:	756 100 km ² .
Porcentaje de pobreza:	14.40 %
PIB per capita:	\$21 740 (PPP).
Emisiones CO ₂ per capita:	4.73
Consumo energía eléctrica:	3 879 kWh/persona
Cobertura eléctrica	99.65 %

Fuente: Elaboración propia. Datos Banco Mundial y OLADE [70] [63].

2.4. Selección de empresas

Al buscar la mayor uniformidad posible de las variables, se busca que las empresas sean lo más similares posible a las empresas costarricenses más importantes como lo son el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL). Siempre en el marco del sector regulado, se buscan empresas distribuidoras que además pueden tener capacidad de generación⁷.

Los datos base para la selección de empresas en este estudio son:

- Ventas monetarias de energía.
- Ventas físicas de energía.
- Cantidad de clientes.
- Distribución sectorial de clientes.

Para el caso específico de Estados Unidos la selección de empresas presenta una dificultad mayor, al componerse este por 51 Estados soberanos y más de 3000 empresas o *utilities* reguladas. Debido a esto se establecen algunos criterios adicionales de selección como:

- Capacidad instalada (*MW* instalados).
- Porcentaje de hidroelectricidad instalado.

El ICE es el actor principal del Sistema Eléctrico Nacional (S.E.N.) Costarricense, única empresa (institución) con participación en toda la estructura del S.E.N., mientras la CNFL es el segundo actor en importancia en distribución, juntos representan aproximadamente el 77 % de los abonados y el 78 % de las ventas de energía en el S.E.N.⁸. Para la selección de las empresas latinoamericanas se toman como variables comparativas las ventas de energía (*MWh*) y la cantidad de clientes tal cual se muestra en la tabla 2.13.

Tabla 2.12: Participación de empresas en el SEN Costa Rica

	Abonados		Ventas (<i>MWh</i>)	
Costa Rica	1 646 700	100 %	9 343 700	100 %
ICE	734 116	45 %	3 802 050	41 %
CNFL	532 399	32 %	3 459 490	37 %

Fuente: CEPAL [65].

⁷La variación de costos entre las empresas que sirven en las capitales o ciudades grandes en comparación con las empresas que sirven en áreas rurales no se toma en consideración en este estudio, pero se insta a tomar en cuenta en siguientes estudios ya que las primeras presentan una ventaja por economía de escala, pérdidas técnicas menores en distribución y consumos concentrados, además de otras diferencias.

⁸En esta sección se utilizan datos del 2015 debido a que es el último año para el cual se encuentran disponibles datos para todos los países.

De los informes de CEPAL [65] y los sitios web de Codensa [68] y Chilquinta [67], se obtienen los datos para las empresas latinoamericanas al 2015, de las cuales se seleccionan las que se presentan en la tabla 2.13 por su importancia en los mercados respectivos.

Tabla 2.13: Selección de empresas Latinoamericanas

País	Empresa	Ventas de energía (<i>GWh</i>)	Clientes
Costa Rica	ICE	3 802.05	734 116
Costa Rica	CNFL	3 459.49	532 399
Guatemala	EEGSA	3 085.32	1 148 806
Honduras	ENEE	5 811.70	1 645 612
Panamá	ENSA	3 209.02	420 128
Nicaragua	Disnorte-Dissur	3 059.80	982 469
El Salvador	CAESS	2 166.28	582 748
Chile	Chilquinta	2 546.90	560 108
Colombia	Codensa	9 524.00	2 865 135

Fuente: Elaboración propia. Datos CEPAL [65], Codensa [68], Chilquinta [67]

Para poder hacer la selección de las empresas estadounidenses se realizó un estudio particular a la base de datos de ese país (EIA [2]) donde se utilizan datos adicionales de las empresas costarricenses como la capacidad instalada (figura 2.20) y la estructura de consumo (figura 2.21).

De la base de datos de la *U.S. Energy Information Administration* (EIA [2]) se obtienen los datos de potencia instalada por fuente, la estructura de clientes y las ventas de energía y monetarias. Estos datos provienen de dos encuestas obligatorias distintas con lo que, como último filtro se hacen converger las bases de datos y así obtener las empresas que posean mayor cantidad de parámetros.

Los criterios de selección se definen de acuerdo a las características de las empresas costarricenses que se muestran en la figura 2.22:

Figura 2.20: Estructura de consumo ICE, 2015

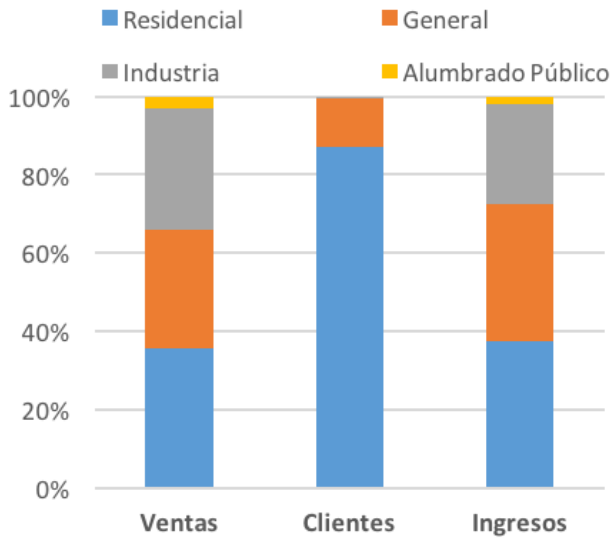
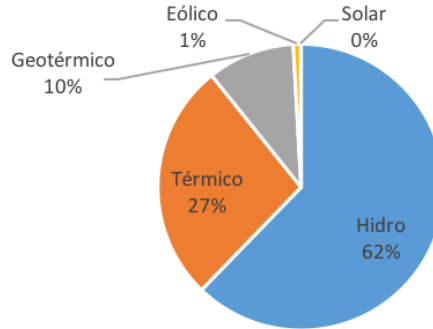
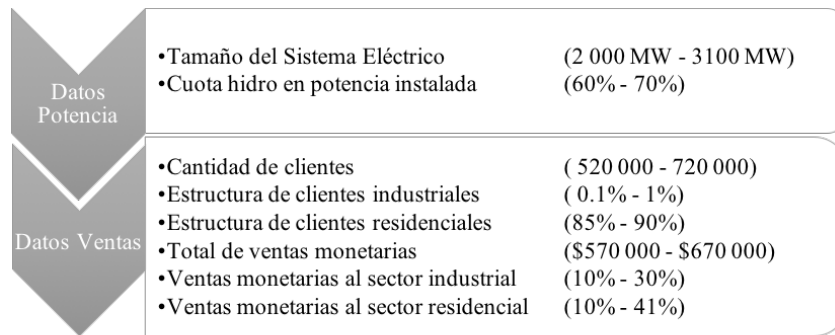


Figura 2.21: Capacidad Instalada por fuente ICE, 2015



Fuente: Elaboración propia. Datos ARESEP [45].

Figura 2.22: Rangos de selección



Fuente: Elaboración propia.

Bajo los criterios de selección antes mencionados⁹ se llega a dos empresas, *ALLETE, Inc.* del Estado de Minnesota y de propiedad privada y la empresa *Nothern States Power Co.*¹⁰ en el Estado de Wisconsin y también de propiedad privada. Las estructuras de ventas y capacidad instalada se muestran en las

⁹Los rangos de selección se establecen bajo el criterio de selección por similitud y además que permita un número manejable para la elaboración de este estudio.

¹⁰NSPC es subsidiaria de XCEL Energy. Para efectos del tarifario se utiliza el de XCEL Energy (Wisconsin)

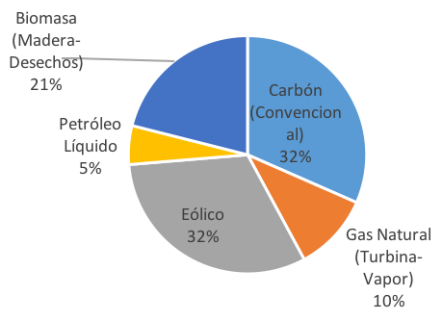
figuras 2.23, 2.24, 2.25 y 2.26. En la tabla 2.14 se muestra la participación de estas empresas en el Sistema global estadounidense. Al comparar los datos de las empresas seleccionadas con los datos país, se evidencia el tamaño y capacidad del Sistema Eléctrico Estadounidense, se debe de recordar que muchas empresas que participan en este mercado forman parte de consorcios que se extienden inter e intra estatalmente, aún así, en aras de incorporar a este país en el análisis se tomarán estas dos empresas como representativas, recordando que existe una alta variabilidad en cuanto a matriz eléctrica y recursos de generación, así como tamaños de empresas y poder de mercado. No debe de pasar desapercibido que ambas empresas forman parte del Noreste estadounidense rico en recursos hídricos y por ende más propenso a formar parte de las empresas seleccionadas bajo los criterios antes señalados.

Tabla 2.14: Empresas (*Utilities*) seleccionadas EE.UU.

	Abonados		Ventas (MWh)	
Estados Unidos	1 783 594 260	100 %	4 077 601 000	100 %
ALLETE,Inc.	145 033	0.01 %	1 026 454	0.03 %
Northern States Power Co.	206 991	0.01 %	1 809 008	0.04 %

Fuente: Elaboración propia. Datos EIA [2].

Figura 2.23: Capacidad Instalada por fuente Allete Inc., 2015



Fuente: Elaboración propia. Datos Allete, 2017 [78].

Figura 2.24: Estructura de consumo por cliente Allete Inc., 2015

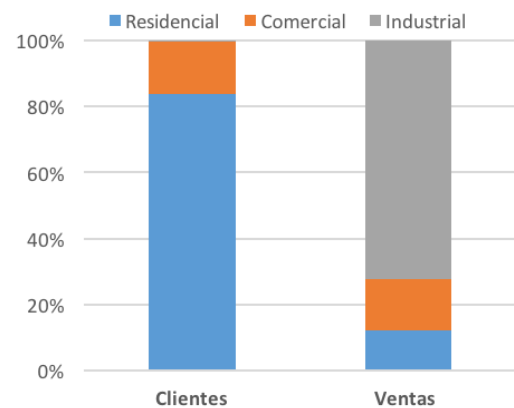


Figura 2.25: Capacidad Instalada por fuente NSPC, 2015

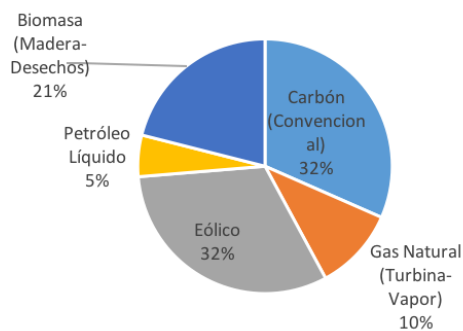
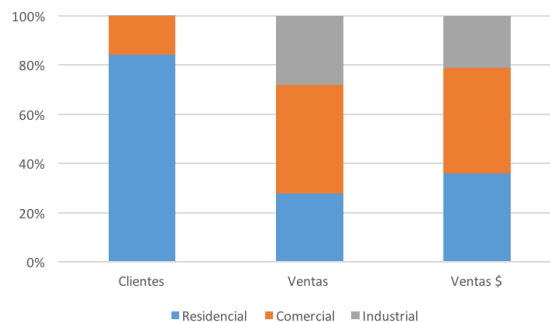


Figura 2.26: Estructura de consumo por cliente NSPC, 2015



Fuente: Elaboración propia. Datos NSPC, 2017 [79].

2.5. Perfiles de consumo modelo

La elaboración de los clientes modelo se hace con base en las curvas de carga de cada sector [40] y los consumos promedio obtenidos de las encuestas aplicadas por la DSE [24], [80], [5], [25] y [4] a cada sector consumidor. Se toman 30 días para el cálculo del precio residencial y 26 días para el cálculo del precio comercial e industrial (eliminando los domingos).

La elaboración de los clientes modelo corresponde primero a los distintos sectores de consumo y luego a la cantidad de energía consumida y se usan las curvas de carga para la asignación del consumo de energía y potencia máxima en las 24 horas diarias, con el fin de poder realizar los cálculos en las tarifas que utilizan horarios diferenciados.

Se asignan clientes modelo de acuerdo al percentil de consumo (menores y mayores consumos) y al sector de consumo (industrial, comercial, residencial). El consumo promedio detectado en las encuestas antes mencionadas, se multiplica por los valores dados en la curva con lo que se establecen los consumo modelo y su respectiva distribución en la franjas horarias. Se elaboran de esta forma cinco consumos modelo en el sector residencial, tres casos para el sector comercial y cinco para la industria.

Las curvas de demanda típica se muestran en las figuras 2.27, 2.28 y 2.29. Dichos gráficos se elaboran en *por unidad* (p.u.) donde la suma de todos los máximos es $1kW$. El área bajo la curva corresponde a la energía (kWh) utilizada. Estas curvas son fundamentales para distribuir el consumo eléctrico y poder realizar los cálculos en tarifas horarias.

La elaboración de estos perfiles de consumo responden a una caracterización costarricense, con sus características establecidas de consumo, demanda máxima y comportamiento de la población e industria. Con esto se logra establecer una comparación en los países seleccionados del precio que pagarían los consumidores típicos costarricenses si mantienen un consumo igual al que realizan en Costa Rica. Se debe tener presente que aunque de esta forma se obtiene un aproximado del precio por nivel de consumo típico costarricense, dicho nivel responde a condiciones propias del país y varía de acuerdo

a cada país y las características propias tanto de los comportamientos de las personas e industrias así como de la intensidad eléctrica desarrollada.

El factor de carga se define como el cociente entre la demanda máxima diaria y la demanda promedio, o expuesto de otra forma, es la relación entre la energía demanda y la energía que demandaría la carga si se conecta siempre a su potencia máxima (en este caso el factor de carga sería 1), estableciendo un parámetro de la utilización de la energía, siendo que a un mayor factor de carga corresponde un mejor uso de la energía [62].

2.5.1. Sector Residencial

El factor de carga en el sector residencial es de 0,7215 [26], aunque se debe de recordar que en este sector no se cobra la potencia máxima (kW)¹¹. En la tabla 2.15 se muestran los casos correspondientes al sector residencial pasando del bajo consumo (168,42 kWh/mes) hasta el alto consumo (958,33 kWh).

Tabla 2.15: Consumo promedio Residencial 2012

Caso modelo	Promedio/día (kWh)	Promedio/mes (kWh)	Potencia Máxima (kW)
CR1	5.61	168.4	0.32
CR2	10.63	318.9	0.61
CR3	16.13	484	0.93
CR4	18.33	550	1.06
CR5	31.94	958.3	1.84

Fuente: Elaboración propia. Datos Encuesta de consumo Residencial, DSE [24].

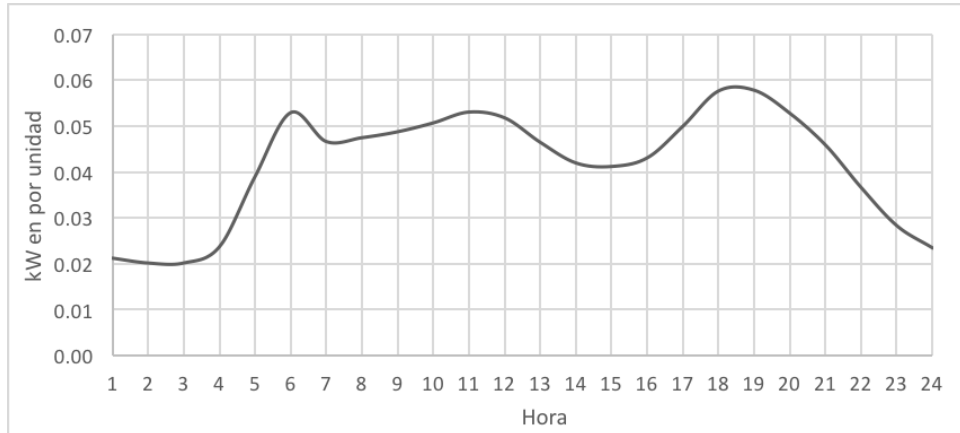
El comportamiento del sector residencial muestra dos picos de consumo (6:00 y 18:30) así como un tercero aunque menor a las 11:00, lo cual corresponde al comportamiento típico de las actividades residenciales de cocimiento así como la salida y llegada a casa de la población laboral.

2.5.2. Sector Comercial

El factor de carga en el sector comercial es de 0,3648 [40] y es en baja tensión. El pico de consumo se da a las 9:00 y luego tiende a la baja con mayor intensidad después de las 14:00 hasta caer a mínimos a partir de las 17:00, cuando cierran la mayoría de estos consumidores. Para el sector comercial se obtienen tres consumos modelo, siendo el menor de 2,500 kWh/mes y el mayor de 33,118,70 kWh/mes (2.16). En este sector se da el cobro de potencia máxima (por lo general para consumos mayores a 3,000 kWh).

¹¹Debido a la naturaleza de las cargas.

Figura 2.27: Curva de demanda unitaria promedio, sector Residencial 2015



Fuente: Elaboración propia. Datos DSE [26].

Tabla 2.16: Consumo promedio Comercial 2014

Caso modelo	Promedio/día (kWh)	Promedio/mes (kWh)	Potencia Máxima (kW)
CC1	96.2	2 500.0	10.98
CC2	514.4	13 374.9	58.76
CC3	1 273.8	33 118.7	145.51

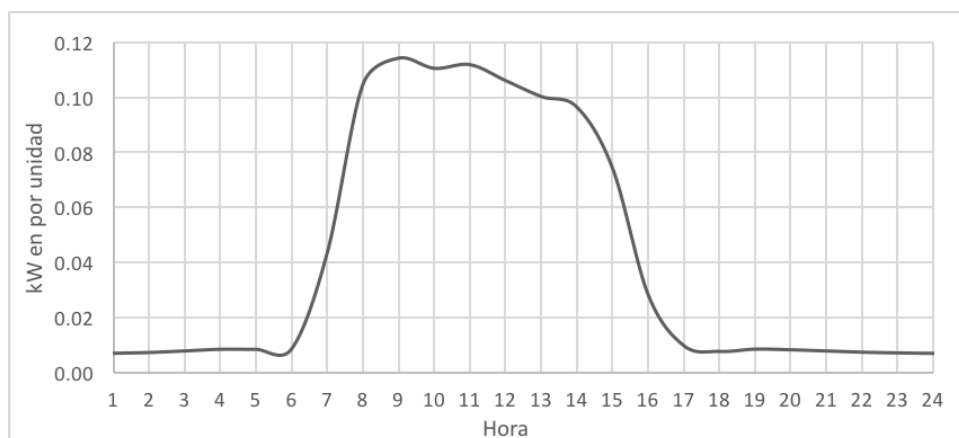
Fuente: Elaboración propia. Datos Encuesta de consumo en Comercio, DSE [80].

2.5.3. Sector Industrial

El sector industrial se analiza mediante cinco consumos típicos diferentes correspondientes a los percentiles de consumo y al promedio total del sector.

El factor de carga en el sector industrial es de 0,7358 [40] y los valores de consumo de energía van desde 11,712,14kWh/mes hasta 4,890,228,82kWh/mes. Los casos de estudio se muestran en la tabla 2.17

Figura 2.28: Curva de demanda unitaria promedio, sector Comercial 2015



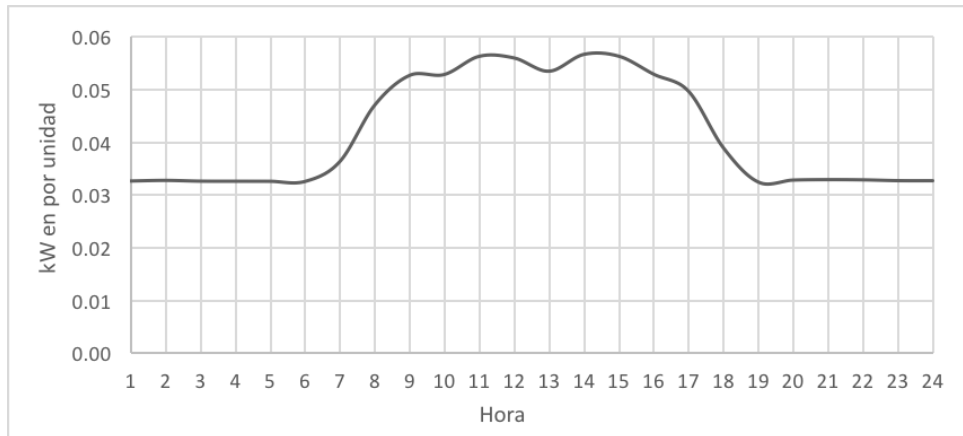
Fuente: Elaboración propia. Datos UCR [40].

Tabla 2.17: Consumo promedio Industrial 2012

Caso modelo	Promedio/día (kWh)	Promedio/mes (kWh)	Potencia Máxima (kW)
CI1	450.47	11 712.14	25.51
CI2	10 870.73	282 639.03	615.6
CI3	30 076.73	781 995.02	1 703.23
CI4	61 460.95	1 597 984.73	3 480.50
CI5	188 085.72	4 890 228.82	10 651.20

Fuente: Elaboración propia. Datos Encuesta de consumo Industrial, DSE [5].

Figura 2.29: Curva de demanda unitaria promedio, sector Industrial 2015



Fuente: Elaboración propia. Datos UCR [40].

Aplicación Tarifaria

El tarifario aplicado (segmento regulado) varía entre países y entre empresas. Existen tarifarios con estructuras por sector de consumo (como el costarricense que diferencia entre consumo residencial-comercial-industrial) y otros que diferencian el consumo de acuerdo a la tensión de servicio, cantidad de energía y/o potencia (como el caso de Guatemala).

Los horarios de los periodos diferenciados, varían entre país y país. Dichos periodos se pueden establecer como punta-valle-noche o punta-fuera de punta.

Los cargos varían entre tarifarios y también entre tarifas propias de cada tarifario. Para el caso específico de este estudio se establecen los cargos a tomar en cuenta como:

- Cargo único por usuario: Corresponde a cargos fijos.
- Cargo por energía consumida (kWh): Estos cargos pueden ser en tarifa plana (todos los kWh cuestan igual) u horaria (diferenciación horaria: punta-valle-noche o punta-fuera de punta). Se cobran todos los kWh consumidos en el mes.
- Cargo por potencia máxima (kW): Corresponde a la potencia máxima del mes, medida en periodos de 15 minutos. Se aplica dependiendo del consumo (el sector residencial así como una parte del sector comercial no pagan este cargo) y se cobra una sola vez.
- Subsidios y *riders*: Los subsidios aplicados corresponden al primer segmento de consumo residencial, el cual en la mayoría de los países se subsidia y puede significar un cambio importante en el precio final. Los *riders* se refieren a los cobros diferenciados que existen en los tarifarios estadounidenses, dichos cobros corresponden a una asignación específica de los costos.

Se toman en consideración las tarifas de los sectores residencial y comercial en Baja Tensión (BT) e industrial en Media Tensión (MT). Se dejan por fuera las tarifas para Alta Tensión así como las tarifas especiales o preferenciales.

El cobro de energía (kWh) se hace sobre el total de kWh consumidos en un mes¹ (se suman los kWh consumidos cada día) mientras el cobro por potencia máxima (kW), cuando este aplica (cobro

¹30 días para residencial y 26 días para comercial e industrial.

binómico²) se hace sobre el consumo máximo absoluto de potencia registrado en el mes.

Para el caso de tarifas horarias se utiliza la distribución de consumo establecida en la sección anterior (perfiles de consumo modelo), para facilitar el cálculo se toman horas completas, completando el rango a la hora siguiente (por ejemplo: 12:30 -> 13:00).

La mayoría de los países cuenta con las mismas categorías y horarios para todas las empresas, aunque en algunos casos se puede llegar a tener diferencias en los horarios entre las tarifas de una misma empresa (ie. Codensa). De acuerdo a lo consignado en secciones anteriores, se aplica el tarifario regulado incluso a consumos mayores del límite de regulación, tomando en cuenta que dichos consumos pueden obtener condiciones distintas de acuerdo a las negociaciones individuales con la empresa dadora del servicio, en el caso del sector residencial estadounidense esto también se cumple (para el resto de países el sector residencial se encuentra completamente regulado).

Se utiliza el tarifario vigente en cada empresa a enero del 2017. Se excluyen impuestos (en algunos casos vienen implícitos por lo que se deben de calcular y excluir del precio final), tasas municipales así como alumbrado público, tampoco se incluyen penalidades de ningún tipo (ie. bajo factor de potencia) ni bonificaciones o descuentos. El cobro por el uso de combustibles fósiles, denominado CVC en algunos países, viene implícito en la mayoría de los tarifarios donde se aplica y en los casos en que se consigna independientemente de las tarifas este se incluye para darle uniformidad a la muestra.

Por la cantidad de datos y tarifas, se presentan las especificaciones solo de aquellas que corresponden a la asignación hecha (en algunos casos es la única tarifa disponible mientras en otros se debe de seleccionar de acuerdo a las pautas de cada tarifario). En la mayoría de los casos en que se cuenta con la tarifa horaria en el sector residencial esta es opcional, mientras en el sector comercial e industrial por lo general su aplicación es obligatoria una vez se pasa un consumo límite.

3.1. Costa Rica

Costa Rica presenta tres categorías horarias (Punta, Valle y Noche) con dos rangos (tabla 3.1), las cuales se aplican a las dos empresas seleccionadas.

3.1.1. Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)

Se encuentra implícito el CVC.

El sector residencial presenta una tarifa (T-RE) con diferenciación de bloques de consumo (tabla 3.2), se aplica solo cobro por energía (kWh) y los bloques son acumulativos con un bloque de cobro mínimo.

²El cobro monómico solo contempla la energía consumida (kWh), mientras el cobro binómico se compone de la energía consumida (kWh) y la potencia máxima consumida (kW).

El sector comercial presenta una tarifa (T-CO) con diferenciación de cobro a partir de los 3000kWh donde se agrega el cobro por potencia máxima (cobro binómico) (tabla 3.3).

El sector industrial presenta las tarifas T-MT y T-MTb³. Para este análisis se aplicará la tarifa T-MTb aunque el factor de potencia promedio industrial es del 74 %. Los cobros se especifican en la tabla 3.4, las tarifas T-MT y T-MTb⁴ presentan cobro por banda horaria (tabla 3.4).

Tabla 3.1: Rango horario Costa Rica

Horario	Rango 1	Rango 2
Punta	10:00 – 12:30	17:30 – 20:00
Valle	6:00 – 10:00	12:30 – 20:00
Noche	20:00 – 6:00	NA

Fuente: Elaboración propia. Datos ARESEP [44]

Tabla 3.2: Tarifa aplicada ICE Residencial

T - RE
Baja Tensión
a. Bloque 0-40 kWh (cobro mínimo).
b. Bloque 41-200 kWh.
c. Bloque mayor a 200 kWh.

Fuente: Elaboración propia. Datos ARESEP [44]

Tabla 3.3: Tarifa aplicada ICE Comercial

T - CO
Baja Tensión
a. Consumo de Energía \leq 3000 kWh
b. Consumo de Energía >3000kWh.
c. Consumo de Potencia (kW máx.).

Fuente: Elaboración propia. Datos ARESEP [44]

Tabla 3.4: Tarifas aplicadas ICE Industrial

T - MT	T - MTb
Media Tensión	
a. Energía Punta.	a. Energía Punta.
b. Energía Valle.	b. Energía Valle.
c. Energía Noche.	c. Energía Noche.

Fuente: Elaboración propia. Datos ARESEP [44]

3.1.2. Compañía Nacional de Fuerza y Luz

Se encuentra implícito el CVC y un tributo a los Bomberos del 1,75 %

En el sector residencial se presentan dos tarifas, la T-RE que tiene cobros por bloque de consumo y la de mayor incidencia y la T-REH que realiza el cobro por bloque horario y donde se debe tener consumos mayores a 200kWh (tabla 3.5).

En el sector comercial se aplica la tarifa T-CO. Para consumos mayores de 3000kWh se aplican cargos por potencia máxima (binómico), tal cual se muestra en la tabla 3.6.

³Se debe de tener un consumo mínimo de 120000kWh/año para estas categorías, además en la T-MTb se debe tener un factor de carga mínimo del 90 %

⁴La tarifa T-IN es para consumos menores o iguales a 3000kWh y presenta precios más altos, por lo que se excluye.

El sector industrial presenta dos tarifas (tabla 3.7), donde la T-MT se tiene para consumos mínimos de 120000 kWh/año.

Tabla 3.5: Tarifas aplicadas CNFL Residencial

T - RE Baja Tensión	T - REH
a. Bloque 0-30 kWh.	a. Bloque 0-300 kWh Punta.
b. Bloque 31-200 kWh .	b. Bloque 0-300 kWh Valle.
c. Bloque 201-300 kWh.	c. Bloque 0-300 kWh Noche.
d. Bloque mayor a 300 kWh	d. Bloque 301-500 kWh Punta.
	e. Bloque 301-500 kWh Valle.
	f. Bloque 301-500 kWh Noche.
	g. Bloque mayor a 500 kWh Punta.
	h. Bloque mayor a 500 kWh Valle.
	i. Bloque mayor a 500 kWh Valle.

Fuente: Elaboración propia. Datos CNFL [37]

Tabla 3.6: Tarifa aplicada CNFL Comercial

T - CO Baja Tensión
Solo Energía.
a. Consumo de Energía \leq 3000 kWh.
Energía y Potencia consumo > 3 000 kWh)
a. Bloque 0-3000 kWh (carga fijo).
b. Bloque mayor a 3000 kWh.
c. Bloque 0-8 kW (carga fijo).
d. Bloque mayor a 8 kW.

Fuente: Elaboración propia. Datos CNFL [37]

Tabla 3.7: Tarifas aplicadas CNFL Industrial

T - IN Media Tensión	T - MT
a. Bloque 0-3000 kWh.	a. Energía Punta.
b. Bloque mayor a 3000 kWh.	b. Energía Valle.
c. Bloque 0-8 kW.	c. Energía Noche.
d. Bloque mayor a 8 kW	d. Potencia Punta.
	e. Potencia Valle.
	f. Potencia Noche

Fuente: Elaboración propia. Datos CNFL [37]

3.2. Estados Unidos

En los casos de empresas estadounidenses se presentan cobros diferenciados por periodos de varios meses donde se escoge el bloque correspondiente (en este caso al mes de enero 2017). Además se diferencia por tarifas estacionales y no estacionales, donde la estacional es por general para cabañas y casas de campo (para este ejercicio se escoge la no estacional). La estructura de cobro en las empresas seleccionadas es de un cobro base (cargo aplicado) más ajustes (*riders*), los cuales pueden variar entre tarifas así como en precio y se consideran parte del precio final. El mercado regulado se establece para consumos menores de 50MW en las empresas seleccionadas.

3.2.1. Allete Minnesota Power Co.

En el sector residencial la estructura de cobro no estacional se presenta en la tabla 3.8.

Tabla 3.8: Tarifas aplicadas ALLETE Residencial

Tarifa Residencial no estacional	
Baja Tensión	
Cargos aplicados	Ajustes aplicados (riders)
a. Cargos por servicio (cargo fijo).	a. Ajuste por compra de energía y combustible.
b. Cargo por energía (<i>kWh</i>). (Varía por rango de consumo).	b. Tasa de ajuste intermedia.
c. Ajuste provisional.	c. Recursos renovables.
d. Ajustes (<i>riders</i>).	d. Recuperación de costos en transmisión.
	e. Cambios en el promedio de costo de combustible.
	f. Ajuste por Programa de Conservación.
	g. Asequibilidad del consumidor para electricidad residencial.

Fuente: Elaboración propia. Datos ALLETE [78]

En el sector comercial se aplica la tarifa General en BT (tabla 3.9), donde se cobran cargos por potencia máxima (binómico) para consumos mayores a 10MW.

Tabla 3.9: Tarifas aplicadas ALLETE Comercial

Tarifa General	
Baja Tensión	
Cargos aplicados	Ajustes aplicados (<i>riders</i>)
Consumo menor a 10MW:	a. Ajuste por compra de energía y combustible.
a. Cargo por servicio (cargo fijo).	b. Tasa de ajuste intermedia.
b. Cargo por energía (<i>kWh</i>). Constante.	c. Recuperación de costos en transmisión.
Consumo mayor a 10MW.	d. Cambios en el promedio de costo de combustible.
a. Cargo por servicio (cargo fijo).	e. Ajuste por Programa de Conservación.
b. Cargo por energía (<i>kWh</i>). Constante.	f. Asequibilidad del consumidor para electricidad residencial.
c. Cargo por potencia (kW). Constante.	
d. Ajuste provisional.	
e. Ajustes (<i>riders</i>).	

Fuente: Elaboración propia. Datos ALLETE [78]

Para el sector industrial se aplica la tarifa de Alto Consumo que van entre (10y50)MW en MT (tabla 3.10).

Tabla 3.10: Tarifas aplicadas ALLETE Industrial

Tarifa General	
Media Tensión	
Cargos aplicados	Ajustes aplicados (<i>riders</i>)
1. Cargos por potencia hasta 100kW.	a. Ajuste por compra de energía y combustible.
2. Cargos por potencia consumida adicional a 100kW.	b. Recuperación de costos en transmisión.
3. Cargo por energía (<i>kWh</i>).	c. Ajuste por Programa de Conservación.
4. Ajustes (<i>riders</i>).	d. Asequibilidad del consumidor para electricidad residencial.
	e. Recursos renovables.

Fuente: Elaboración propia. Datos ALLETE [78]

3.2.2. Xcel Energy

Se aplica la tarifa estándar (sin calefacción) con tendido aéreo⁵. Se utiliza la tarifa para “Otros meses” que corresponde a los meses de octubre a mayo y en caso de las tarifas horarias se tiene el rango mostrado en la tabla 3.11.

En la tabla 3.12 se muestran los cobros en el sector residencial. Las tarifas A02 – A04 son horarias y resultan con un precio final mayor.

⁵Existe un cobro mayor en caso de tendido subterráneo

Las tarifas aplicadas en el sector comercial se muestran en la tabla 3.13. Para el Servicio General Pequeño se necesita una potencia instalada mayor o igual a $20kW$ y un consumo menor a $3500kWh/mes$ (se aplica para Com1). Para la tarifa de Servicio General Pequeño Horario se debe tener un consumo mayor a los $25kW$ de potencia máxima (se aplica a Com2 y Com3). En Servicio General Pequeño se tienen las tarifas A09 (No medidor), A10 (medidor), A11 (calentamiento de agua) y A13 (corriente directa). Se escoge la A10 suponiendo el uso de medidores. En Servicio General Pequeño Horario se tienen las tarifas A12 (medidor horario), A16 (kWh medido), A18 (no medido), A22 (baja potencia). Se escoge la A12 suponiendo medidores horarios.

En la tabla 3.14 se muestran las tarifas aplicadas en el sector industrial. Para el Servicio General se requiere un consumo de potencia máxima mayor a $25kW$ en MT, mientras en el Servicio General Horario el consumo debe ser mayor a $1000kW$ de potencia máxima y se tienen las tarifas A15 (Medidor horario), A17 (kWh medido) y A19 (no medido), se utiliza la A15.

Tabla 3.11: Rango horario Xcel Energy

Horario	Rango
Punta	9:00 – 21:00
Fuera de Punta	21:00 – 9:00

Fuente: Elaboración propia. Datos XCEL Energy [79]

Tabla 3.12: Tarifas aplicadas XCEL Residencial

Tarifas Residenciales A00-A01-A03 / A02-A04	
Baja Tensión	
Cargos aplicados	Ajustes aplicados (riders)
A00-A01-A03	a. Tasa de ajuste intermedia.
1. Cargo por tendido aéreo	b. Ajuste por combustible.
2. Cargo por Energía kWh	c. Programa de Mejoramiento de la Conservación.
3. Recargo provisional	d. Fondo para el desarrollo de Renovables.
4. <i>Riders</i>	e. Recuperación de costos en Transmisión.
A02-A04	
1. Cargo por tendido aéreo	
2. Cargo por Energía kWh	
3. Horario Pico	
4. Horario fuera de Pico	
5. Recargo provisional	
6. <i>Riders</i>	

Fuente: Elaboración propia. Datos XCEL [79]

Tabla 3.13: Tarifas aplicadas XCEL Comercial

Tarifas Comerciales A10 / A12	
Baja Tensión	
Cargos aplicados	Ajustes aplicados (riders)
Servicio General Pequeño A10	a. Tasa de ajuste intermedia.
1. Cargo fijo A10	b. Ajuste por combustible.
2. Cargo por Energía kWh	c. Programa de Mejoramiento de la Conservación (no se aplica a A12).
3. Recargo provisional	d. Fondo para el desarrollo de Renovables.
4. <i>Riders</i>	e. Recuperación de costos en Transmisión (kWh).
Servicio General Pequeño Horario A12	
1. Cargo fijo A12	
2. Cargo por Energía kWh	
3. Horario Pico	
4. Horario fuera de Pico	
5. Recargo provisional	
6. <i>Riders</i>	

Fuente: Elaboración propia. Datos XCEL [79]

Tabla 3.14: Tarifas aplicadas XCEL Industrial

Tarifas Industriales A14 / A15	
Media Tensión	
Cargos aplicados	Ajustes aplicados (riders)
Servicio General A14	a. Tasa de ajuste intermedia.
1. Cargo fijo.	b. Ajuste por combustible.
2. Cargo por Energía kWh	c. Ajuste por recurso utilizado.
3. Cargo por potencia máxima kW .	d. Fondo para el desarrollo de Renovables.
4. <i>Riders</i>	e. Recuperación de costos en Transmisión (kW)
Servicio General Horario A15	
1. Cargo fijo A15	
2. Cargo por Energía kWh	
3. Horario Pico	
4. Horario fuera de Pico	
5. Recargo provisional	
6. <i>Riders</i>	

Fuente: Elaboración propia. Datos XCEL [79]

3.3. Guatemala

En Guatemala el mercado regulado se establece para consumos menores o iguales a $100k\ W$, y las tarifas se presentan en función de la potencia consumida, tensión de servicio y rango horario. Para los cálculos necesarios se toma la potencia contratada como la potencia máxima. Se presenta una estructura horaria de Punta-Valle-Noche con rango horario (tabla 3.15).

3.3.1. Empresa Eléctrica de Guatemala S.A.

En el sector residencial (tabla 3.16) se aplican las tarifas de Baja Tensión Simple (Res2, Res3, Res4) y Baja Tensión Simple Social (Res1)⁶.

Las tarifas aplicadas en el sector comercial se muestran en la tabla 3.17. Para mantener consistencia con la aplicación tarifaria se elige aplicar las horas pico de consumo para la selección de la tarifa, obteniéndose la tarifa de Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta⁷, la cual presenta un precio final menor que la tarifa de Baja Tensión Horaria (BTH).

En la tabla 3.18 se muestran las tarifas aplicadas al sector industrial, resultando con un precio final menor la MTdfp.

Tabla 3.15: Rango horario Guatemala

Horario	Rango
Punta	18:00 – 22:00
Valle	6:00 – 18:00
Noche	22:00 – 6:00

Fuente: Elaboración propia. Datos CNEE [29]

Tabla 3.16: Tarifas aplicadas EEGSA Residencial

Tarifas Residenciales BTSS / BTS	
Baja Tensión	
Baja Tensión Simple Social (BTSS)	Baja Tensión Simple (BTS)
a. Cargo por Consumidor (fijo).	a. Cargo por Consumidor (fijo).
b. Cargo por Energía.	b. Cargo por Energía.

Fuente: Elaboración propia. Datos CNEE [28]

⁶Las cuales se pueden aplicar hasta un consumo máximo de $11k\ W$.

⁷Se debe de recordar que las características propias del consumo costarricense puede influir en esta selección al aplicarse un tarifario estructurado para el consumo propio guatemalteco.

Tabla 3.17: Tarifas aplicadas EEGSA Comercial

Tarifas Comerciales BTH / BTDFP	
Baja Tensión	
Baja Tensión con demanda fuera de punta (BTDFP)	Baja Tensión Horaria (BTH)
a. Cargo por Consumidor (fijo).	a. Cargo por Consumidor (fijo)
b. Cargo Unitario por Energía	b. Cargo Unitario por Energía en Punta
c. Cargo Unitario por Potencia Máxima	c. Cargo Unitario por Energía Intermedia
d. Cargo Unitario por Potencia Contratada	d. Cargo Unitario por Energía en Valle
	e. Cargo Unitario por Potencia de Punta
	f. Cargo Unitario por Potencia Contratada

Fuente: Elaboración propia. Datos CNEE [28]

Tabla 3.18: Tarifas aplicadas EEGSA Industrial

Tarifas Industriales MTDFP / MTH	
Media Tensión	
Media Tensión con demanda fuera de punta (MTDFP)	Media Tensión Horaria (MTH)
a. Cargo por Consumidor	a. Cargo por Consumidor
b. Cargo Unitario por Energía	b. Cargo Unitario por Energía en Punta
c. Cargo Unitario por Potencia Máxima	c. Cargo Unitario por Energía Intermedia
d. Cargo Unitario por Potencia Contratada	d. Cargo Unitario por Energía en Valle
	e. Cargo Unitario por Potencia de Punta
	f. Cargo Unitario por Potencia Contratada.

Fuente: Elaboración propia. Datos CNEE [28]

3.4. Honduras

En Honduras se introdujo recientemente una estructura tarifaria nueva al aplicar la tarifa horaria a todo consumo mayor a $500kWh$. El cargo fijo se toma como el Cargo por Regulación más el Cargo por Comercialización. La estructura horaria se compone de Punta-Valle-Noche y posee tres rangos horarios, tal cual se muestra en la tabla 3.19.

La designación de Intermedio corresponde a Valle de Costa Rica y la de Valle corresponde a Noche de Costa Rica.

3.4.1. ENNE

En el sector residencial (tabla 3.20) se aplica la tarifa horaria para consumos mayores a $500kWh$ (Res3 y Res4) y esta presenta mejores precios que la tarifa residencial (mayor a $50kWh$).

El sector comercial presenta una tarifa simple y una horaria siendo esta última aplicable cuando el consumo es mayor a $500kWh$, la tarifa horaria es la que presenta un mejor precio final (tabla 3.21).

Para el sector industrial se tienen también una tarifa simple y una horaria (tabla 3.22), siendo la simple la que presenta un mejor precio final.

Tabla 3.19: Rango horario Honduras

Horario	Rango 1	Rango 2	Rango 3
Punta	9:00 – 16:00	18:00 – 21:00	NA
Intermedio	5:00 – 9:00	16:00 – 18:00	21:00 – 24:00
Valle	00:00 – 5:00	NA	NA

Fuente: Elaboración propia. Datos ENEE [32]

Tabla 3.20: Tarifas aplicadas ENEE Residencial

Tarifas Residencial Baja Tensión	
Mayor a 50 kWh	Horaria
a. Cargo fijo	a. Cargo fijo
b. Primeros 50 kWh	b. Energía Punta
c. Sigüientes kWh	c. Energía Intermedio
d. Mayor a 500 kWh	d. Energía Valle

Fuente: Elaboración propia. Datos ENEE [32]

Tabla 3.21: Tarifas aplicadas ENEE Comercial

Tarifa General Baja Tensión	
Simple	Horaria
a. Cargo fijo	a. Cargo fijo
b. Energía	b. Energía Punta
	c. Energía Intermedio
	d. Energía Valle
	e. Potencia

Fuente: Elaboración propia. Datos ENEE [32]

Tabla 3.22: Tarifas aplicadas ENEE Industrial

Tarifa General Media Tensión	
Simple	Horaria
a. Cargo fijo.	a. Cargo fijo.
b. Energía.	b. Energía Punta.
c. Potencia.	c. Energía Intermedio.
	d. Energía Valle.
	e. Potencia.

Fuente: Elaboración propia. Datos ENEE [32]

3.5. Panamá

Para las tarifas horarias se utiliza la asignación presentada en la tabla 3.23. La tarifa simple (BTS) se aplica para consumos menores o iguales a $15kWh/mes$ mientras en los consumos mayores a $15kWh$ se aplica cargo por potencia máxima (binómico). La tarifa en Baja Tensión Horaria se aplica bajo solicitud. Panamá es uno de los países donde el CVC se consigna aparte y en caso del sector residencial se presentan subsidios hacia ciertos grupos poblacionales como personas en condición de discapacidad, población mayor y otros, dichos subsidios no se toman en cuenta en este estudio (a excepción del CVC).

3.5.1. Elektra Noreste S.A.

No se aplican subsidios a excepción del FET (Fondo de Estabilización Tarifaria), el cual se aplica en la tarifa residencial (Res1), dicho sector está sujeto a las tarifas mostradas en la tabla 3.24.

El sector comercial presenta las tarifas de Baja Tensión con Demanda Máxima (BTD) y la tarifa de Baja Tensión por Bloque Horario (BTH), tal cual se muestra en la tabla 3.25.

El sector industrial presenta también dos tarifas, Media Tensión con Demanda Máxima (MTD) y la Media Tensión por Bloque Horario (MTH) como se muestra en la tabla 3.26.

Tabla 3.23: Rango horario Panamá

Horario	Rango
Punta	9:00 – 17:00
Fuera de punta	17:00 – 9:00

Fuente: Elaboración propia. Datos ENSA [74]

Tabla 3.24: Tarifas aplicadas ENSA Residencial

Tarifas BTS1 / BTS2 / BTS3 Baja Tensión		
Tarifa BTS 1 Consumo de 0 a $300kWh$ a. Cargo Fijo. Primeros $10kWh$. b. Cargo por Energía c. CVC d. Fondo de estabilización tarifaria (subsidio).	Tarifa BTS 2 Consumo entre $(301y750)kWh$ a. Cargo Fijo. Primeros $10kWh$. b. Cargo por Energía por los siguientes kWh . c. CVC.	Tarifa BTS 3 Consumo mayor a $750kWh$ a. Cargo Fijo. Primeros $10kWh$. b. Cargo por Energía. c. CVC.

Fuente: Elaboración propia. Datos ENSA [76] [72] [69]

Tabla 3.25: Tarifas aplicadas ENSA Comercial

Tarifas BTD / BTH	
Baja Tensión	
Tarifa BTD: Por Demanda Máxima	Tarifa BTH: Por Bloque Horario
a. Cargo Fijo.	a. Cargo Fijo.
b. Cargo por Demanda Máxima.	b. Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta.
c. Cargo por Energía de los primeros 10kWh.	c. Cargo por Energía en Período de Punta.
d. Cargo por Energía entre (10y30)MWh.	d. Cargo por Energía Fuera de Punta.
e. Cargo por Energía entre (30y50)MWh.	e. CVC.
f. Cargo por Energía de 50MWh en adelante .	
g. CVC.	

Fuente: Elaboración propia. Datos ENSA [76] [69]

Tabla 3.26: Tarifas aplicadas ENSA Industrial

Tarifas MTD / MTH	
Media Tensión	
Tarifa MTD: Tarifa Con Demanda Máxima	Tarifa MTH: Tarifa por Bloque Horario
a. Cargo Fijo.	a. Cargo Fijo.
b. Cargo por Demanda Máxima.	b. Cargo por Demanda Máxima en Período de Punta.
c. Cargo por Energía.	c. Cargo por Demanda Máxima fuera de Punta.
d. CVC.	d. Cargo por Energía en Punta.
	e. Cargo por Energía Fuera de Punta.
	f. CVC.

Fuente: Elaboración propia. Datos ENSA [76] [69]

3.6. Nicaragua

El horario establecido se presenta en la tabla 3.27. Se aplica la tarifa estacional de verano que va del 1 de diciembre a 31 de mayo.

3.6.1. Dissnorte-Dissur

En el sector residencial se aplica la tarifa T-0 (tabla 3.28).

En el sector comercial se aplican las tarifas General Menor (T-1, T-1A) para consumos hasta de 25kW de potencia máxima y la General Mayor (T-2) para una potencia máxima mayor de 25kW. (tabla 3.29).

En el caso de la industria se utilizan las tarifas Industrial Mediana (T-4D, T-4E) para consumos entre (25y200)*kW* de potencia, para consumos mayores se aplican las tarifas Industrial Mayor (T-5D, T-5E) tal cual se muestra en las tablas 3.30 y 3.31.

Tabla 3.27: Rango horario Nicaragua

Horario	Rango
Punta	18:00 – 22:00
Fuera de punta	22:00 – 18:00

Fuente: Elaboración propia. Datos INE [33] [34] [35]

Tabla 3.28: Tarifas aplicadas Dissnorte-Dissur Residencial

Tarifa T-0 Baja Tensión
a. Primeros 25 <i>kWh</i> .
b. Sigüientes 25 <i>kWh</i> .
c. Sigüientes 50 <i>kWh</i> .
d. Sigüientes 50 <i>kWh</i> .
e. Sigüientes 350 <i>kWh</i> .
f. Sigüientes 500 <i>kWh</i> .
g. Adicionales a 1000 <i>kWh</i> .

Fuente: Elaboración propia. Datos INE [33] [34] [35]

Tabla 3.29: Tarifas aplicadas Dissnorte-Dissur Comercial

Tarifas T-1 / T-1A / T-2 Baja Tensión		
General Menor		General Mayor
T - 1	T - 1A	T - 2
a. Consumos entre (0 – 150) <i>kWh</i> .	a. Todos los <i>kWh</i> .	a. Todos los <i>kWh</i> .
b. Consumo mayor a 150 <i>kWh</i> .	b. <i>kW</i> de demanda máxima.	b. <i>kW</i> de demanda máxima.

Fuente: Elaboración propia. Datos INE [33] [34] [35]

Tabla 3.30: Tarifas aplicadas Dissnorte-Dissur Industrial

Tarifas T-4D / T-4E / T-5D / T5E	
Media Tensión	
Industrial Mediana	
T – 4D	T – 4E
a. Todos los <i>kWh</i> .	a. Verano Punta (<i>kWh</i>).
b. <i>kW</i> de demanda máxima.	b. Invierno Punta (<i>kWh</i>).
	c. Verano fuera de Punta (<i>kWh</i>).
	d. Invierno fuera de Punta (<i>kWh</i>).
	e. Verano Punta (<i>kWm^{Λx.}</i>).
	f. Invierno Punta (<i>kWm^{Λx.}</i>).
	g. Verano fuera de Punta (<i>kWm^{Λx.}</i>).
	h. Invierno fuera de Punta (<i>kWm^{Λx.}</i>).

Fuente: Elaboración propia. Datos INE [33] [34] [35]

Tabla 3.31: Tarifas aplicadas Dissnorte-Dissur Industrial

Tarifas T-4D / T-4E / T-5D / T5E	
Media Tensión	
Industrial Mayor	
T – 5D	T- 5E
a. Todos los <i>kWh</i> .	a. Verano Punta (<i>kWh</i>).
b. <i>kW</i> de demanda máxima	b. Invierno Punta (<i>kWh</i>).
	c. Verano fuera de Punta (<i>kWh</i>).
	d. Invierno fuera de Punta (<i>kWh</i>).
	e. Verano Punta (<i>kWm^{Λx.}</i>).
	f. Invierno Punta (<i>kWm^{Λx.}</i>).
	g. Verano fuera de Punta (<i>kWm^{Λx.}</i>).
	h. Invierno fuera de Punta (<i>kWm^{Λx.}</i>).

Fuente: Elaboración propia. Datos INE [33] [34] [35]

3.7. México

En México se tiene una única empresa dadora del servicio eléctrico, la Comisión Federal de Electricidad (CFE), con variaciones geográficas de los tarifarios. El aplicado en este caso corresponde a la Ciudad de México. El rango horario se muestra en la tabla 3.32.

3.7.1. Comisión Federal de Electricidad

En el sector residencial se aplican las tarifas Doméstica (Tarifa 1) y la tarifa Doméstica Alto Consumo (Tarifa 1 DAC) para consumos mayores a $250kWh$, tal cual se muestra en la tabla 3.33.

En el sector comercial se utiliza la tarifa General Baja Tensión con la Tarifa 2 para consumos menores o iguales a $25kW$ de potencia máxima y la Tarifa 3 para consumos mayores a $25kW$ de potencia máxima (tabla 3.34).

En el sector industrial se aplican las tarifas O-M y H-M para consumos menores o iguales a $100kW$ de potencia máxima y para consumo mayores de potencia se aplican las tarifas O-MF y H-MF (tablas 3.35 y 3.36).

Tabla 3.32: Rango horario México

Horario	Rango 1	Rango 2
Punta	18:00 – 22:00	NA
Intermedia	6:00 – 18:00	22:00 – 24:00
Base	00:00 – 6:00	NA

Fuente: Elaboración propia. Datos CFE [19]

Tabla 3.33: Tarifas aplicadas CFE Residencial

Tarifas 1 / 1 DAC Baja Tensión	
Doméstica Tarifa 1	Doméstica alto consumo (Región Central) . Tarifa 1 DAC
a. Consumo Básico (primeros $75kWh$).	a. Cargo fijo.
b. Consumo Intermedio (siguientes $65kWh$).	b. Energía (kWh).
c. Consumo excedente (cada kWh adicional).	

Fuente: Elaboración propia. Datos CFE [19] [18] [20]

Tabla 3.34: Tarifas aplicadas CFE Comercial

Tarifas 2 / 3 Baja Tensión	
Tarifa 2 a. Cargo fijo (mensual). b. Energía (1 – 50)kWh (cada kWh) . c. Energía (51 – 100)kW (cada kWh) . d. Energía (cada kWh) adicional.	Tarifa 3 a. Cargo por demanda (cada kW). b. Cargo por energía (cada kWh).

Fuente: Elaboración propia. Datos CFE [16] [17]

Tabla 3.35: Tarifas aplicadas CFE Industrial

Tarifas O-M / H-M / O-MF / H-MF Media Tensión	
O-M a. Cargo por demanda (kW). b. Cargo por energía (kWh).	H-M a. Demanda facturable (kW). b. Energía Punta (kWh). c. Energía Intermedia (kWh). d. Energía base (kWh).

Fuente: Elaboración propia. Datos CFE [21] [22]

3.8. El Salvador

El rango horario para El Salvador se muestra en la tabla 3.37. La designación de Resto corresponde a Valle de Costa Rica y la de Valle corresponde a Noche de Costa Rica.

3.8.1. AES El Salvador

El sector residencial se da en Baja Tensión en Pequeñas Demandas de (0a10)kW de potencia máxima y se aplica en bloques diferenciados por consumo tal cual se muestra en la tabla 3.38.

En el sector comercial se aplican las tarifas BT con medición de potencia (Mediana Demanda de 10kW a 50kW de potencia máxima) y las tarifas de medición horaria de Mediana Demanda (entre 10kW y 50kW de potencia máxima) y de Grande Demanda (potencia máxima mayor a 50kW) (tabla 3.39).

En el sector industrial (tabla 3.40) también se tiene una tarifa con Medición de Potencia en Mediana Tensión (consumo máximos entre 10kW y 50kW) y dos tarifas con Medición Horaria de Mediana Demanda (consumos entre 10kW y 50kW) y Grande Demanda (consumo mayor a 50kW).

Tabla 3.36: Tarifas aplicadas CFE Industrial

Tarifas O-M / H-M / O-MF / H-MF	
Media Tensión	
O-MF	H-MF
Cargos Fijos	Cargos Fijos
a. Cargo fijo por energía comprometida.	a. Por kWh de energía comprometida en punta.
Cargos Variables	b. Por kWh de energía comprometida intermedia.
b. Por kW máximo medio.	c. Por kWh de energía comprometida en base.
c. Por kWh de energía excedente.	Cargos Variables
	d. Por kW de demanda facturable.
	e. Por kWh de energía excedente de punta.
	f. Por kWh de energía excedente intermedia.
	g. Por kWh de energía excedente en base.

Fuente: Elaboración propia. Datos [21] [22]

Tabla 3.37: Rango horario El Salvador

Horario	Rango
Punta	18:00 – 23:00
Resto	5:00 – 18:00
Valle	23:00 – 5:00

Fuente: Elaboración propia. Datos SIGET [15]

Tabla 3.38: Tarifas aplicadas CAESS Residencial

Tarifa por Bloque		
Baja Tensión		
Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3
Primeros 99 kWh.	Entre (100y199) kWh	Mayor a 200 kWh.
a. Cargo por comercialización (cargo fijo).	a. Cargo por comercialización (cargo fijo).	a. Cargo por comercialización (cargo fijo).
b. Cargo de Energía (kWh).	b. Cargo de Energía (kWh).	b. Cargo de Energía (kWh).
c. Cargo de Distribución (kWh).	c. Cargo de Distribución (kWh).	c. Cargo de Distribución (kWh).

Fuente: Elaboración propia. Datos SIGET [15]

Tabla 3.39: Tarifas aplicadas CAESS Comercial

Tarifa		
Baja Tensión		
Con medición de potencia. Consumo entre (10y50) <i>kW</i> .	Con medidor Horario. Consumo entre (10y50) <i>kW</i> .	Con medidor Horario. Consumo mayor a 50 <i>kW</i> .
a. Cargo por comercialización (cargo fijo).	a. Cargo por comercialización (cargo fijo).	a. Cargo por comercialización (cargo fijo).
b. Cargo de energía (<i>kWh</i>).	b. Energía en Punta (<i>kWh</i>).	b. Energía en Punta (<i>kWh</i>).
c. Cargo de Distribución (<i>kW</i>).	c. Energía en Resto (<i>kWh</i>).	c. Energía en Resto (<i>kWh</i>).
	d. Energía en Valle (<i>kWh</i>).	d. Energía en Valle (<i>kWh</i>).
	e. Potencia máxima (<i>kW</i>).	e. Potencia máxima(<i>kW</i>).

Fuente: Elaboración propia. Datos SIGET [15]

Tabla 3.40: Tarifas aplicadas CAESS Industrial

Tarifa por Bloque		
Media Tensión		
Con medición de potencia. Mediana Demanda.	Con medidor Horario. Mediana Demanda.	Con medidor Horario. Grande Demanda.
a. Cargo por comercialización (cargo fijo).	a. Cargo por comercialización (cargo fijo).	a. Cargo por comercialización (cargo fijo).
b. Cargo de Energía (<i>kWh</i>).	b. Energía en Punta (<i>kWh</i>).	b. Energía en Punta (<i>kWh</i>).
c. Cargo de Distribución (<i>kWm\wedgeximo</i>).	c. Energía en Resto (<i>kWh</i>).	c. Energía en Resto (<i>kWh</i>).
	d. Energía en Valle (<i>kWh</i>).	d. Energía en Valle (<i>kWh</i>).
	e. Potencia (<i>kWm\wedgeximo</i>).	e. Potencia (<i>kWm\wedgeximo</i>).

Fuente: Elaboración propia. Datos SIGET [15]

3.9. Colombia

En Colombia las tarifas de los servicios públicos están divididas por Estratos que a su vez se designan por medio de la vivienda. En el caso del servicio eléctrico los Estratos 1, 2 y 3 son subsidiados mientras el Estrato 4 es servicio al costo y los Estratos 5 y 6 contribuyen con un sobrepago. En el caso de los sectores comercial e industrial se encuentran disponibles Tarifas Con Contribución (la cual es de un 20 % sobre la factura final) y Tarifas Sin Contribución, para el caso de este estudio se toman las últimas y el Estrato 4.

Las tarifas también se dividen en Niveles, siendo el Nivel 1 hasta los $11,4kV$ (utilizado en los sectores residencial y comercial), el Nivel 2 es entre $(11,4y13,2)kV$, el Nivel 3 corresponde a los $34,5kV$ (utilizado en la industria) y el Nivel 4 para una tensión de $115kV$. Para ser Cliente Libre (fuera del Mercado Regulado) se debe tener una demanda máxima de potencia mayor a los $100kW$ ⁸

3.9.1. CODENSA (Grupo ENEL)

El rango horario varía de acuerdo al Nivel de tensión utilizado, para el caso de este estudio corresponden a los Niveles 1 y 3 mostrados en las tablas 3.41 y 3.42. Las designaciones tarifarias también se dividen por propiedad del equipo, siendo que se aplica en este estudio las tarifas para servicios con equipo propiedad de la empresa (CODENSA).

En el sector residencial se utiliza el Nivel 1 de tensión y se presenta una variación tarifaria denominada Consumo de Subsistencia (tarifas E1, E2 y E3), mientras la E4 es un cobro único para todo el consumo, la que presenta un mejor precio final es la E4 (tabla 3.43).

En el sector comercial se presentan la tarifa Sencilla y tarifa Horaria, en el Nivel 3 de tensión (tabla 3.44) la que presenta menor precio final es la tarifa Horaria.

El Consumo de Subsistencia (CS) se define por altitud, para el caso de este estudio se escogió un CS = $173kWh$ (altitud < $1000m$).

El sector industrial se aplica en Nivel 3 de tensión con tarifa Sencilla y Horaria, cabe señalar que el cargo de potencia se encuentra implícito en las tarifas (3.26).

Tabla 3.41: Rango horario CODENSA Nivel 1

Horario	Rango 1	Rango 2
Punta	9:00 – 12:00	18:00 – 21:00
Fuera de punta	00:00 – 9:00	21:00 – 24:00

Fuente: Elaboración propia. Datos CODENSA [77]

⁸Como se ha mencionado, para los consumos mayores a $100kW$ de potencia máxima se aplican igual los tarifarios del Mercado Regulado.

Tabla 3.42: Rango horario CODENSA Nivel 3

Horario	Rango 1	Rango 2
Punta	6:00 – 21:00	NA
Fuera de punta	00:00 – 6:00	21:00 – 24:00

Fuente: Elaboración propia. Datos CODENSA [77]

Tabla 3.43: Tarifas aplicadas CODENSA Residencial

Tarifa Nivel 1 : E4

Baja Tensión

Tarifa E4

a. Todo consumo (*kWh*).

Fuente: Elaboración propia. Datos CODENSA [77]

Tabla 3.44: Tarifas aplicadas CODENSA Comercial/Industrial con contribución

**Tarifa Industrial y Comercial
Con Contribución (Nivel 3)**

Industrial y Comercial

Sencilla

a. Energía (todo *kWh*).

Horaria

a. Energía Punta (*kWh*).

b. Energía Fuera de Punta (*kWh*).

Fuente: Elaboración propia. Datos CODENSA [77]

Tabla 3.45: Tarifas aplicadas CODENSA Comercial/Industrial sin contribución

**Tarifa Industrial y Comercial
Sin contribución (Nivel 3)**

Industrial y Comercial

Sencilla

a. Energía (todo *kWh*).

Horaria

a. Energía Punta (*kWh*).

b. Energía Fuera de Punta (*kWh*).

Fuente: Elaboración propia. Datos CODENSA [77]

3.10. Chile

3.10.1. CHILQUINTA

En el caso chileno los clientes sujetos a fijación de precios son aquellos con potencia menor o igual a $2000kW$, los clientes con consumo mayor a $2000kW$ deben convenir con CHILQUINTA y los clientes con potencia mayor a $500kW$ pueden optar también por tarifa libre. Se utiliza el tarifario correspondiente a invierno. El consumo adicional de invierno se aplica solo cuando se exceda los $430kWh/mes$. Las tarifas incluyen el IVA por lo que este se resta (19 %) del cálculo final. Las designaciones tarifarias se dividen en Baja (tensiones inferiores a $400V$, normalmente $220V$ o $380V$) y Alta Tensión (tensiones mayores a $400V$, normalmente $12kV$) [73] las cuales se muestran a continuación:

- BT - 1: Potencia menor a $10kW$.
- BT - 2: Potencia contratada tope.
- BT - 3: Demanda máxima leída en el mes.
- BT - 4.1: Medición de la energía mensual total consumida, y contratación de la demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia.
- BT - 4.2: Medición de la energía mensual total consumida, y de la demanda máxima de potencia en horas de punta y contratación de la demanda máxima de potencia.
- BT - 4.3: Medición de la energía mensual total consumida, de la demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima suministrada.
- AT aplica la misma estructura que BT-2, BT-3 y BT-4.

Para el caso del sector residencial se aplica la tarifa BT-1 (tabla 3.46).

En el sector comercial se aplican las tarifas BT-2, BT-3, BT-4.1, BT-4.2 y BT-4.3, siendo la BT-4.3 la que se consigna⁹ (tabla 3.47).

En el sector industrial se aplica el tarifario en Alta Tensión y se aplican las tarifas AT-2, AT-3, AT-4.1, AT-4.2 y AT-4.3, siendo la AT-4.3 la consignada, todas mantienen la misma estructura que la AT-2 mostrada en la tabla 3.48.

⁹Todas presentan la misma estructura y a excepción de BT-2 el mismo precio final.

Tabla 3.46: Tarifas aplicadas CHILQUINTA Residencial

Tarifa BT-1
Baja Tensión

BT – 1

- a. Cargo fijo.
- b. Energía base (*kWh*).
- c. Energía adicional de invierno (*kWh*).
- d. Cargo único por uso del sistema troncal (*kWh*).
- e. Menos IVA.

Fuente: Elaboración propia. Datos Chilquinta [75]

Tabla 3.47: Tarifas aplicadas CHILQUINTA Comercial

Tarifa BT-2
Baja Tensión

BT – 2

- a. Cargo fijo.
- b. Energía (*kWh*).
- c. Cargo mensual por potencia (*kWm^{max}*).
- a) Parcialmente presente en punta.
- b) Presente en punta.
- d. Cargo único por uso del sistema troncal (*kWh*).
- e. Menos IVA.

Fuente: Elaboración propia. Datos Chilquinta [75]

Tabla 3.48: Tarifas aplicadas CHILQUINTA Industrial

Tarifa AT-2
Alta Tensión

AT – 2

- a. Cargo fijo BT-2 (\$/mes).
- b. Energía (\$/kWh).
- c. Cargo mensual por potencia.
- a) Parcialmente presente en punta.
- b) Presente en punta.
- d. Cargo único por uso del sistema troncal (\$/kWh).
- e. Menos IVA.

Fuente: Elaboración propia. Datos Chilquinta [75]

Resultados

Una correcta valoración de los resultados obtenidos es imprescindible en un tema tan delicado como el precio de la electricidad. Para poder hacer una generalización, se deben de tomar los resultados de la aplicación tarifaria a las distintas empresas distribuidoras de cada país y así obtener un precio promedio por país, el cual además está sujeto a distintas variaciones (como la tasa de cambio, el crecimiento económico, entre otras). También se hace necesario la aplicación a periodos históricos de tiempo que permitan establecer un comportamiento típico. En el caso específico de este estudio se presentan los precios de una empresa para la mayoría de países a excepción de Costa Rica y Estados Unidos donde se estudian dos empresas. Se insta a aumentar tanto el número de empresas como de meses para poder obtener resultados promedio país más certeros.

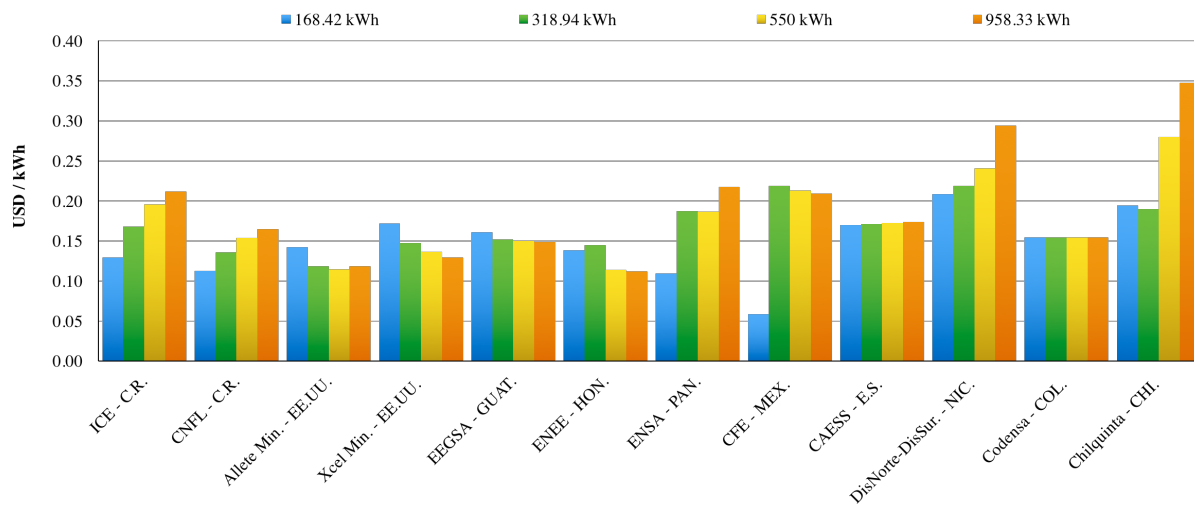
Para poder realizar la comparación de resultados, se asignan las tarifas de acuerdo al tipo de cliente y las condiciones especificadas en la sección anterior. Cuando más de una tarifa es aplicable se toma aquella que de menor precio.

La comparación se hace por sector (ie. residencial, comercial e industrial) y los resultados se muestran de dos formas, en la primera se muestran los precios de los distintos consumos modelo dentro de cada sector, esto con la finalidad de poder visualizar el efecto de las variaciones por cantidad de consumo que se presentan en algunos casos. Por otro lado se muestra una comparación del precio promedio (promedio de los distintos consumos, dentro del mismo sector) que permite sintetizar la información.

4.1. Precios por Consumo

Consumo Residencial En la figura 4.1 se muestran los precios para distintos niveles de consumo. Se puede notar un menor precio para el caso de bajo consumo residencial¹, con precios escalonados para Costa Rica, Panamá, Chile y Nicaragua, mientras EE.UU., Honduras y Guatemala presentan el mayor precio para el caso de menor consumo y un precio decreciente conforme aumenta el consumo, al igual que México, aunque este país presenta un fuerte subsidio en la consumo menor. En El Salvador y Colombia no se muestran variaciones significativas en el precio de acuerdo al consumo.

Figura 4.1: Precio consumo Residencial Enero 2017

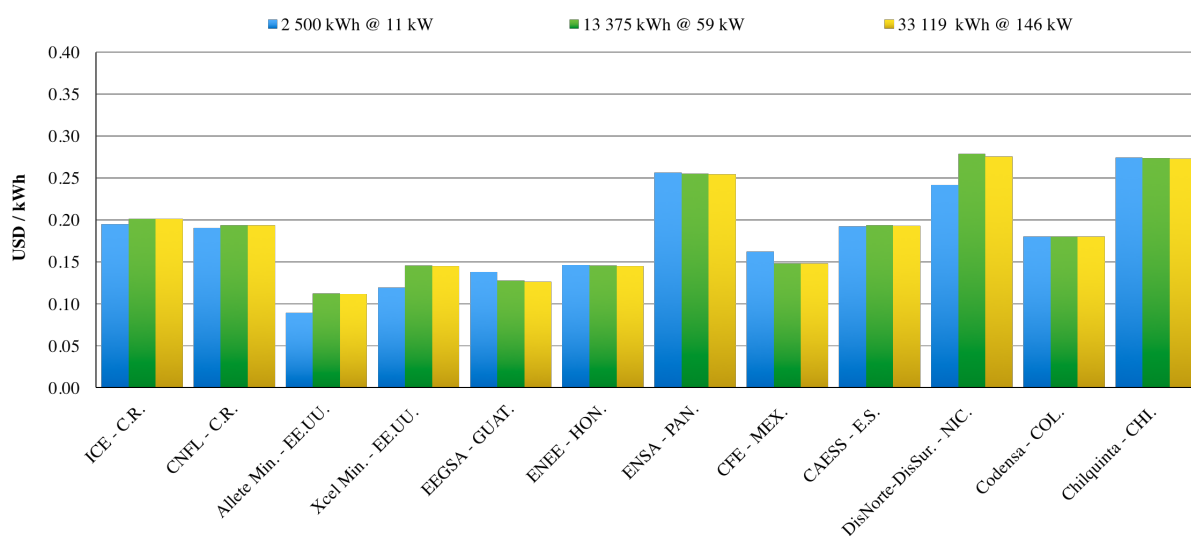


Fuente: Elaboración propia.

¹Este sector de consumo es sujeto a subsidios en la mayoría de las empresas del estudio.

Consumo Comercial En la figura 4.2 se muestran los precios para distintos niveles de consumo comercial en baja tensión. Este sector presenta una variación importante en el tarifario, al cobrarse potencia máxima para consumos mayores a 2500kWh en algunos casos y 3000kWh en otros. En EE.UU. y Nicaragua se presenta un precio mayor cuando se cobra potencia máxima, mientras en Guatemala y México es lo contrario. Para los demás países el precio final no tiene diferencias significativas cuando se cobra potencia o no.

Figura 4.2: Precio consumo Comercial Enero 2017

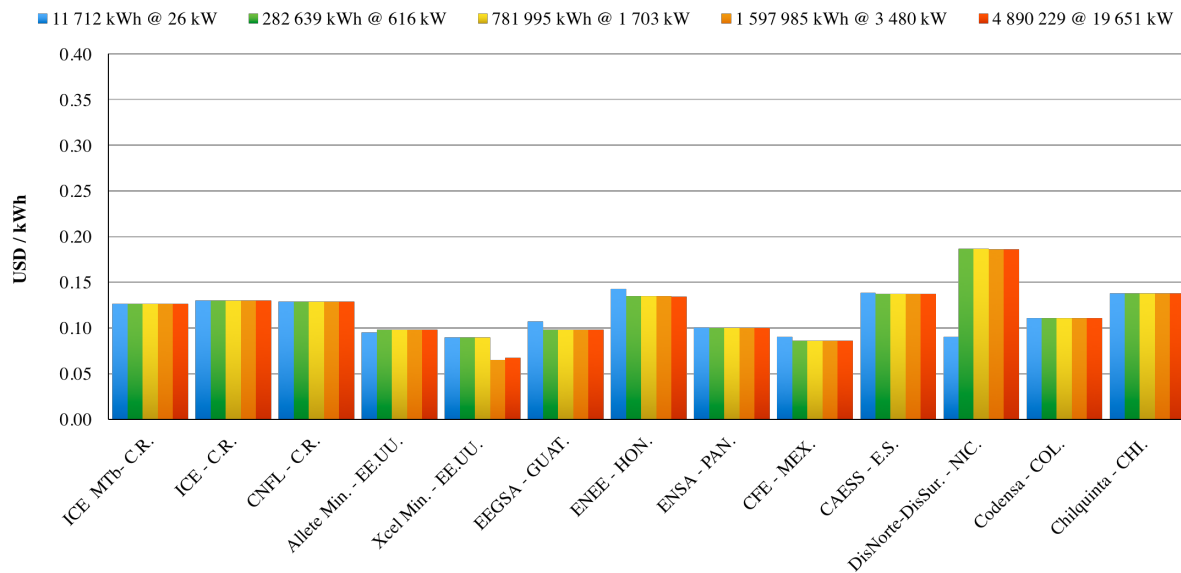


Fuente: Elaboración propia.

Consumo Industrial En la figura 4.3 se muestran los precios para distintos casos de consumo industrial en media tensión. En el sector industrial no se observan diferencias significativas en los precios de acuerdo al nivel de consumo para la mayoría de los países. Guatemala, Honduras, México y levemente El Salvador presentan un precio mayor para las industrias de menor consumo, mientras Nicaragua es lo contrario.

Cabe señalar que en Costa Rica el 70 % del consumo eléctrico de la tarifa industrial es destinado a 400 clientes que representan un 4.6 % del total de empresas inscritas en dicha tarifa [58]. Estas empresas se encuentran representadas por los casos de mayor consumo en el estudio.

Figura 4.3: Precio consumo Industrial Enero 2017



Fuente: Elaboración propia.

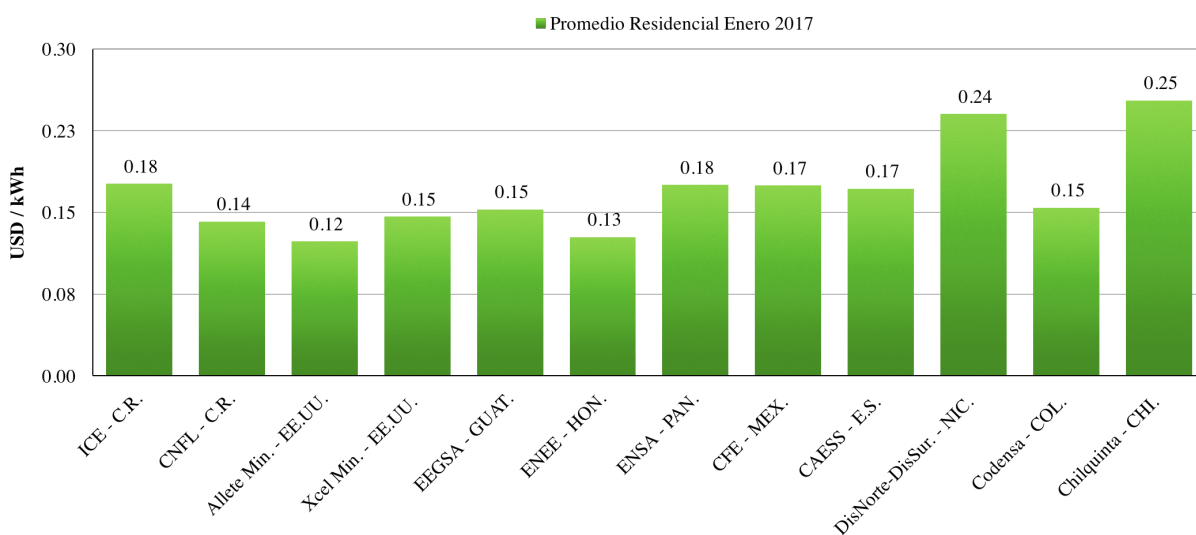
4.2. Precios por Sector

Para un análisis global, se consigna en esta sección los precios promedio por sector para los países, recordando que este es un promedio parcial ya que no cuenta con la totalidad de las empresas de cada país y toma solo una referencia.

Sector Residencial En la figura 4.4 se muestran los precios promedio para el sector Residencial. Costa Rica presenta precios generales promedio menores a Panamá (10 %), México (10 %), El Salvador (8 %), Nicaragua (51 %) y Chile (59 %); a su vez tiene precios mayores a EE.UU. (15 %), Guatemala (4 %), Honduras (20 %) y Colombia (3 %).

Se debe de recalcar el efecto que tienen los subsidios en esta tarifa. Para el caso chileno se aplicó el consumo adicional de invierno cuando este correspondía ², así como para Panamá el Fondo de Estabilización Tarifaria.

Figura 4.4: Precio Promedio Residencial Enero 2017

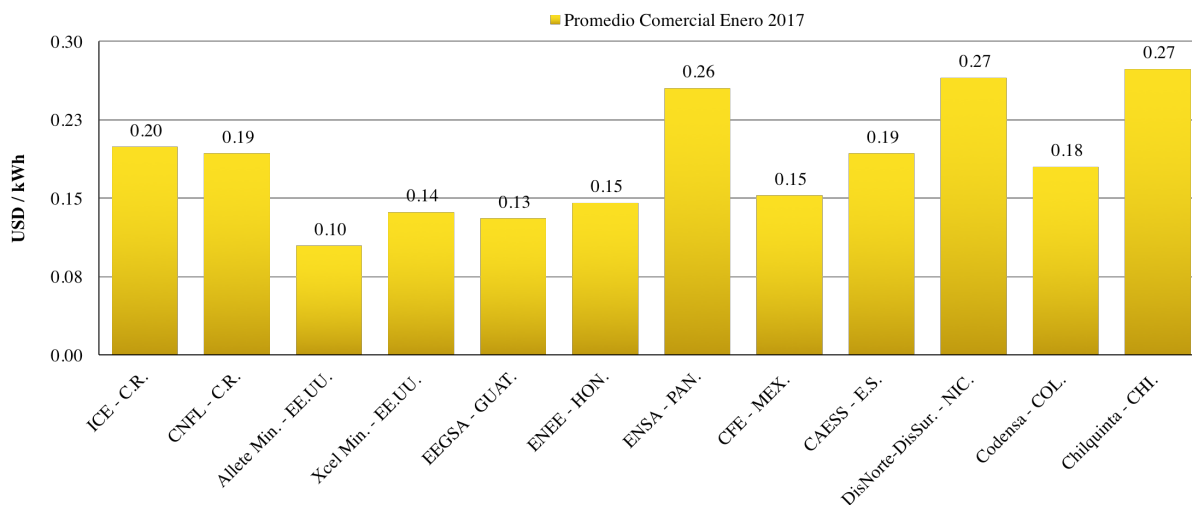


Fuente: Elaboración propia.

²Se utilizó un límite de invierno de 350 kWh.

Sector Comercial En la figura 4.5 se muestran los precios promedio para el sector Comercial. En Costa Rica se presenta un precio promedio un 38 % mayor que las empresas seleccionadas de EE.UU., 33 % mayor que la guatemalteca, 27 % mayor que Honduras, 22 % mayor que México, un 2 % con la salvadoreña y un 8 % más caro que la empresa seleccionada colombiana. Es también un 35 % más barato que la nicaragüense, un 40 % menor que la chilena y un 30 % más barato que la panameña.

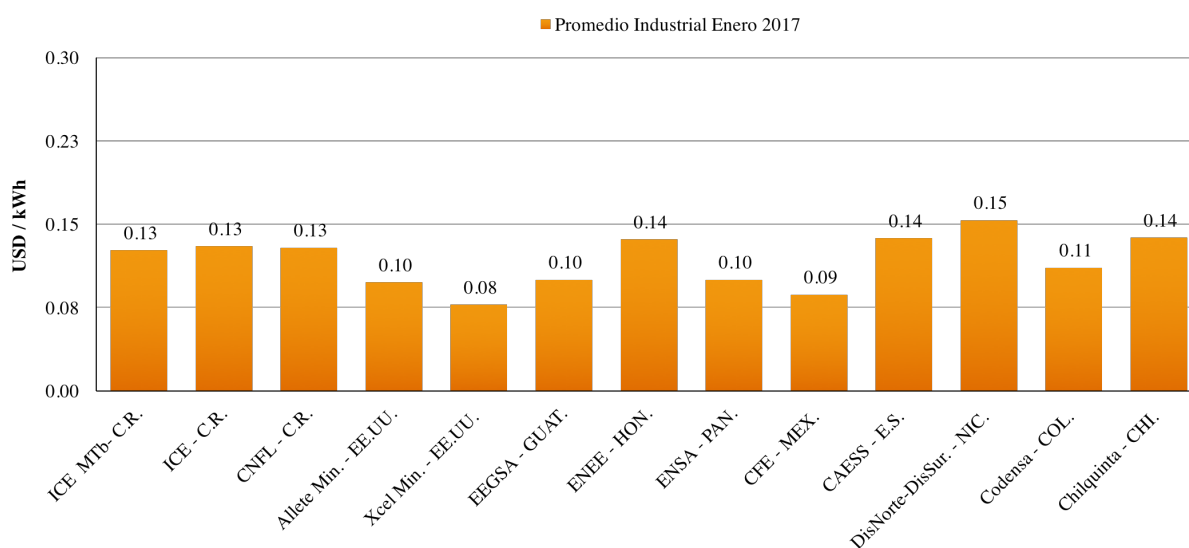
Figura 4.5: Precio Promedio Comercial Enero 2017



Fuente: Elaboración propia.

Sector Industrial En la figura 4.6 se muestran los precios promedio para el sector Industrial. Las empresas costarricenses presentan un precio promedio mayor a EE.UU. (32%), Guatemala (22%), Panamá (22%), México (32%) y Colombia (14%); mientras presentan precios menores a Honduras (6%), El Salvador (7%), Nicaragua (20%) y Chile (7%).

Figura 4.6: Precio Promedio Industrial Enero 2017



Fuente: Elaboración propia.

4.3. Validación de resultados

Este es un paso necesario para tener certeza de la veracidad del método utilizado. Se utilizan las calculadoras oficiales disponibles y se deben de tomar en cuenta los cobros por cargos que se excluyeron del trabajo (i.e. alumbrado público, impuestos, etc.). Por lo general las calculadoras utilizan únicamente la tarifa simple o sencilla y no permiten el cálculo horario. Se comparan los precios de la misma tarifa (ie. simple), de ahí que algunos no coincidan con los utilizados en el proyecto como precio promedio (en casi todos los casos la tarifa horaria presentó un menor precio final).

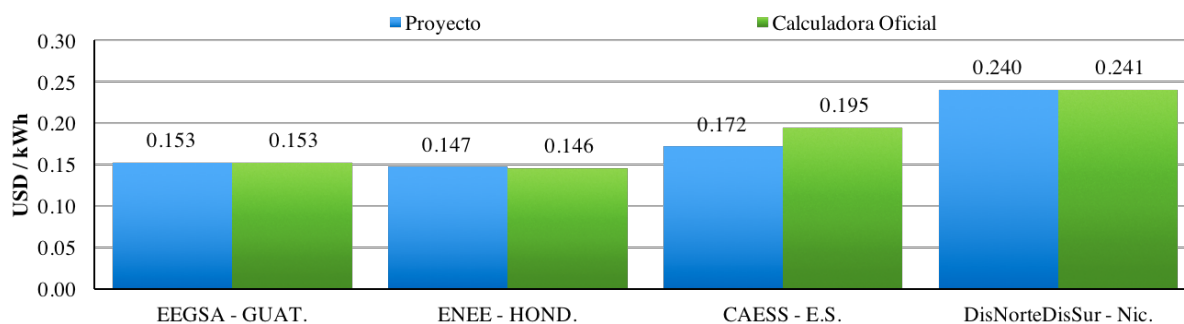
Cinco países presentan calculadoras en línea (Guatemala, Honduras, El Salvador y Nicaragua), donde especificando la tarifa y el consumo se obtiene el precio final.

Para el caso Hondureño, existen variaciones debido a que la revisión tarifaria que había sido aprobada por el ente rector para enero y con el cual se hicieron los cálculos del estudio, no se llevó a cabo hasta el mes de marzo y dicha calculadora no permite el cálculo retroactivo.

Para el caso de la tarifa residencial de El Salvador se nota una diferencia del 13 %, siendo menor el precio utilizado en el proyecto que el dado por la calculadora.

En las figuras 4.7, 4.8 y 4.9 se muestran los valores calculados en el Proyecto y los obtenidos de las calculadoras oficiales.

Figura 4.7: Comparación con Calculadora Oficial. Precio Promedio Residencial Enero 2017



Fuente: Elaboración propia. Datos [27] [31] [36] [14]

Figura 4.8: Comparación con Calculadora Oficial. Precio Promedio Comercial Enero 2017

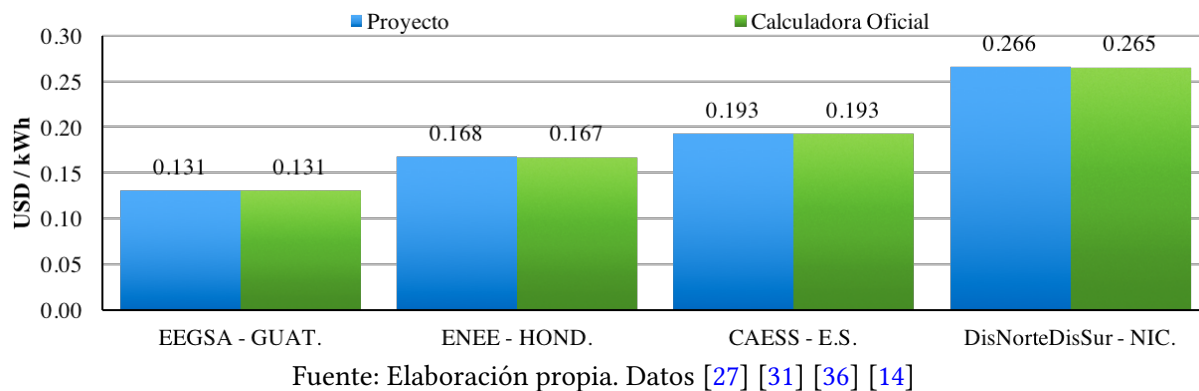
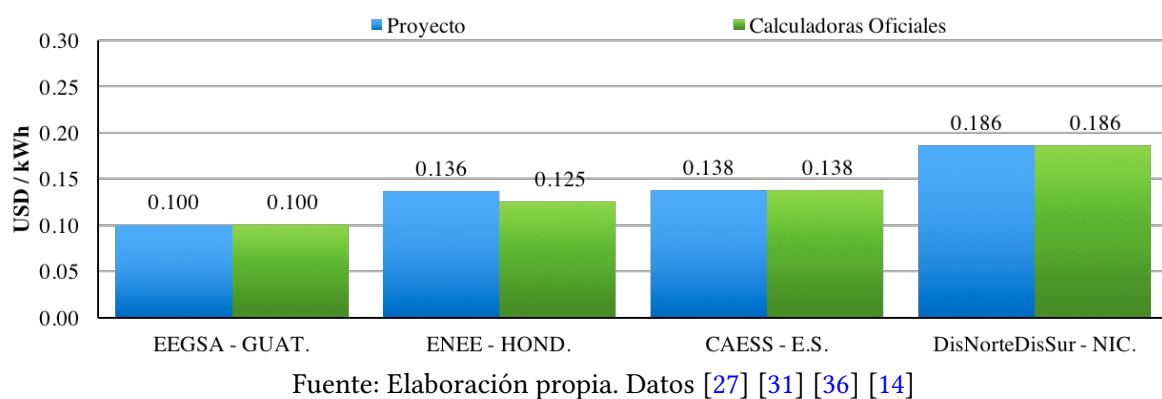


Figura 4.9: Comparación con Calculadora Oficial. Precio Promedio Industrial Enero 2017



4.4. Comparación por País

Esta sección se centra en mostrar algunos de los principales indicadores de los países seleccionados. Se utiliza como referencia el precio promedio por sector calculado en el proyecto y se debe recordar que este puede variar significativamente al agregar más empresas a cada país.

Se muestran también algunas semejanzas y diferencias entre países, lo cual permite un contexto más apropiado para las discusiones de competitividad. Es evidente la gran diferencia entre nuestro principal socio (EE.UU) y el resto de los países latinoamericanos en términos de macro indicadores.

Los datos de macro indicadores se refieren al año 2015³, y se obtienen de OLADE, IEA, BID y BM. Los precios son los promedios calculados para Enero 2017.

4.4.1. Comparación por Matriz Eléctrica

Capacidad Instalada. México presenta el sistema más grande⁴ con casi 18 veces el tamaño del costarricense, mientras Chile y Colombia son 7 y 5 veces más grandes (respectivamente). Guatemala y Panamá son ligeramente más grandes al sistema costarricense (2 % y 5 % respectivamente) y El Salvador y Nicaragua son los más pequeños con un 50 % y 47 % la capacidad instalada de Costa Rica (figura 4.10).

Capacidad Instalada Renovable. De la capacidad instalada mencionada anteriormente, Costa Rica y Colombia presentan el mayor porcentaje de capacidad renovable con un 81 %, les siguen Panamá con 66 %, Honduras y Guatemala con un 59 % y 58 % respectivos, El Salvador un 54 %, Nicaragua el 46 % y Chile y México con un 36 % y 25 % respectivos (figura 4.11).

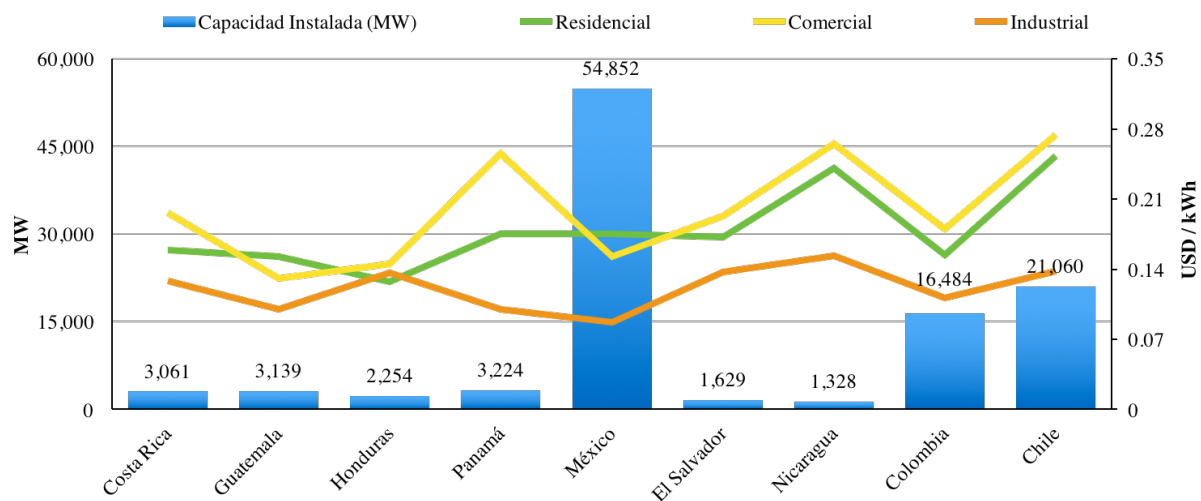
Generación Anual. La generación producida por *utilities* o empresas estadounidenses para el 2014 fue de 4093607GWh, este dato no se consigna en el gráfico por salirse completamente de la escala, en total el sistema estadounidense produjo 382 veces lo que hizo el sistema costarricense. México presenta una generación 24 veces la de Costa Rica, mientras Colombia y Chile generaron 6.7 y 6.2 veces lo que generó el sistema costarricense, el cual es el quinto con 10714GWh, seguido de Guatemala y Panamá (4 % menos), Honduras con un 20 % menos y El Salvador y Nicaragua con casi lo mitad de lo generado por Costa Rica (figura 4.12).

Generación Eléctrica Renovable. El país con mayor generación renovable es Costa Rica con un 99 % para el 2015, le siguen Colombia (68 %), Panamá (65 %), Guatemala (58 %), El Salvador (57 %), Nicaragua (50 %), Chile (42 %), México con un 19 % y por último Estados Unidos que generó un 12 % con recurso renovable.

³Solamente los datos de capacidad y generación de EE.UU. corresponden al 2014.

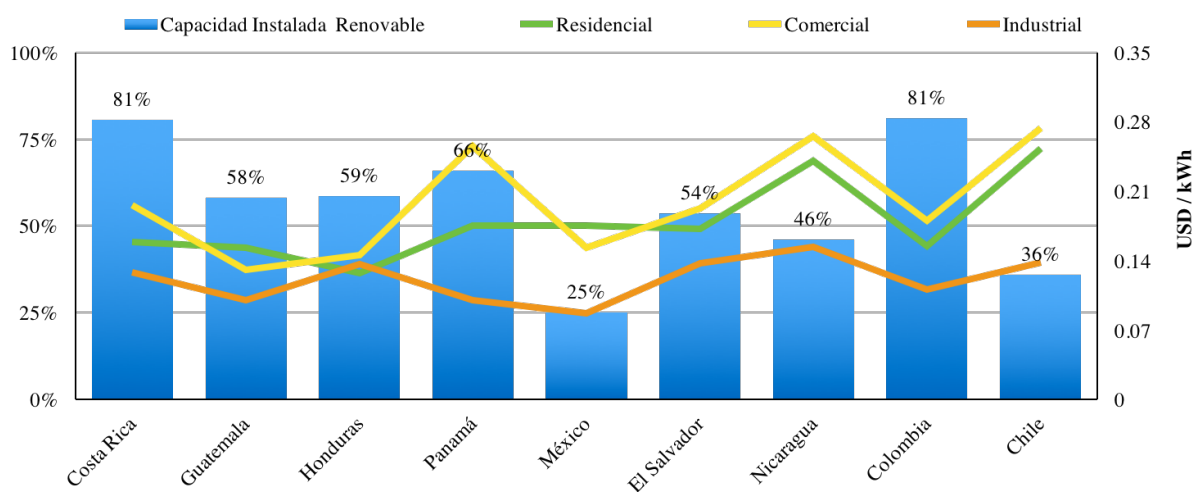
⁴No se tiene información de EE.UU.

Figura 4.10: Capacidad Instalada - Precio



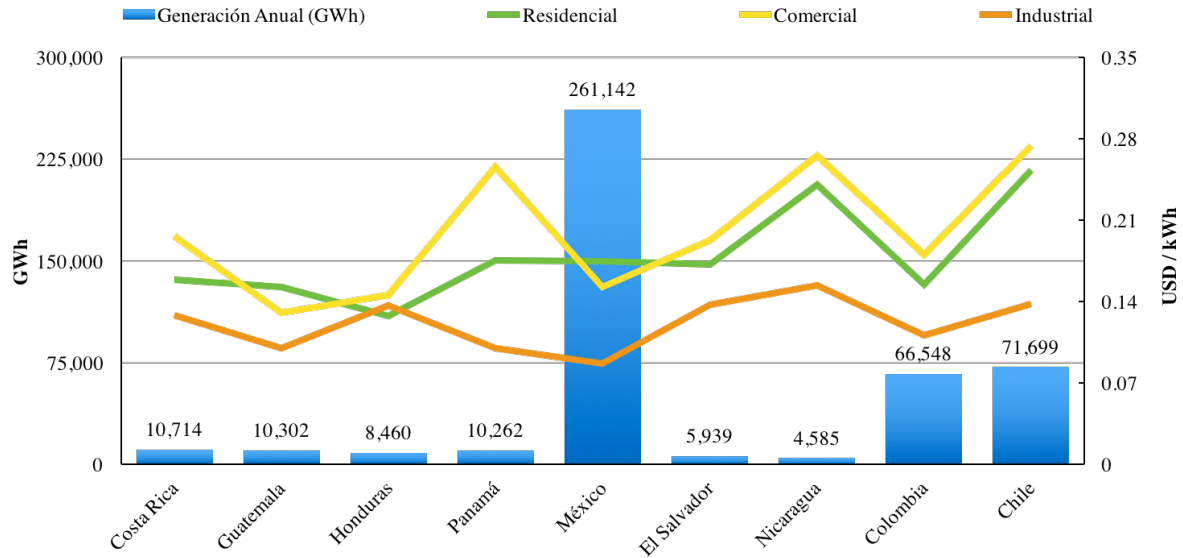
Fuente: Elaboración propia. Datos OLADE [63]

Figura 4.11: Capacidad Instalada Renovable - Precio



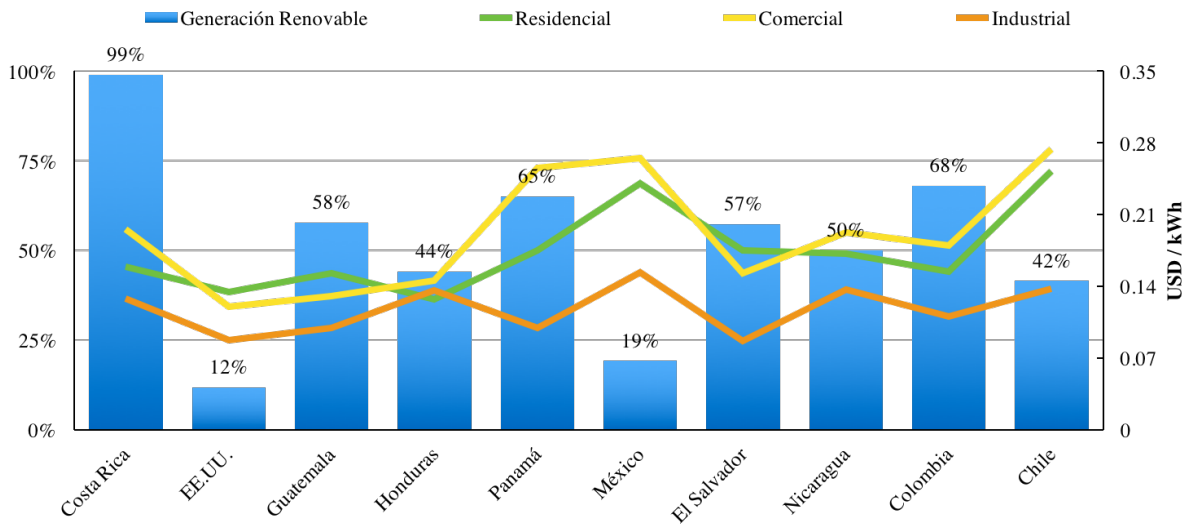
Fuente: Elaboración propia. Datos OLADE [63]

Figura 4.12: Generación Eléctrica - Precio



Fuente: Elaboración propia. Datos IEA [2] y OLADE [63]

Figura 4.13: Generación Renovable - Precio



Fuente: Elaboración propia. Datos IEA [2] y OLADE [63]

4.4.2. Comparación por Macro-Indicadores

Población. Según datos del Banco Mundial [70] Costa Rica tiene una población al 2016 de 4.81 millones de habitantes, siendo Panamá el único país más pequeño en población con 3.93 millones. Nicaragua tiene más habitantes que Costa Rica en un 26 %, El Salvador un 27 % y Honduras un 68 %. Guatemala tiene poco más de 3 veces la cantidad de habitantes de Costa Rica, Chile casi cuatro veces, Colombia 10 veces y México más de 26 veces el tamaño en población de Costa Rica mientras Estados Unidos tiene casi 67 veces la población de Costa Rica (figura 4.14).

Área terrestre. En términos de superficie terrestre (figura 4.15), el único país con menor tamaño que Costa Rica es El Salvador con un 59 % menos de superficie. Honduras y Guatemala son dos veces más grandes que Costa Rica y Chile casi 15 veces, Colombia más de 22 veces, México poco más de 38 veces y Estados Unidos poco más de 192 veces el tamaño costarricense.

Pobreza. Los datos presentados como porcentajes de pobreza corresponden a indicadores propios y así reportados por cada país, según el Banco Mundial⁵ Costa Rica tiene un 21.7 % de su población en pobreza (1 043 770 personas), Panamá un 23 %, Colombia un 27.8 %, Nicaragua un 29.6 %, El Salvador un 31.8 %, México más de la mitad de su población con un 53.2 %, Guatemala un 59.3 % y Honduras un 62.8 %. El único país con un porcentaje reportado menor de pobreza que Costa Rica es Chile con un 14.4 % de su población en esta condición (figura 4.16).

PIB per cápita. El PIB per cápita en PPP⁶ de Costa Rica fue de 14,880USDPPP anuales en el 2015. Siendo un 68 % más que Honduras, un 66 % más que en Nicaragua, un 45 % más que El Salvador, un 50 % más que Guatemala y un 9 % más que Colombia. Panamá por su parte presenta un 39 % más que Costa Rica y México y Chile un 15 % y 46 % más respectivamente. Estados Unidos tiene un PIB por persona casi 4 veces el costarricense (56,430 anuales) (figura 4.17).

Emisiones CO₂. Las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) se contabilizan como toneladas de emisiones de CO₂ equivalentes. Costa Rica presenta 1.62 toneladas por persona, siendo un 52 % más que Nicaragua, un 46 % más que Guatemala, un 29 % más que Honduras. Colombia por su parte emite un 17 % y Panamá un 68 % más que Costa Rica, México duplica (2.4 veces) las emisiones por persona y Chile casi las triplica (2.92 veces). Mientras en Estados Unidos cada persona emite más de 10 veces lo que se emite por persona en Costa Rica (figura 4.18).

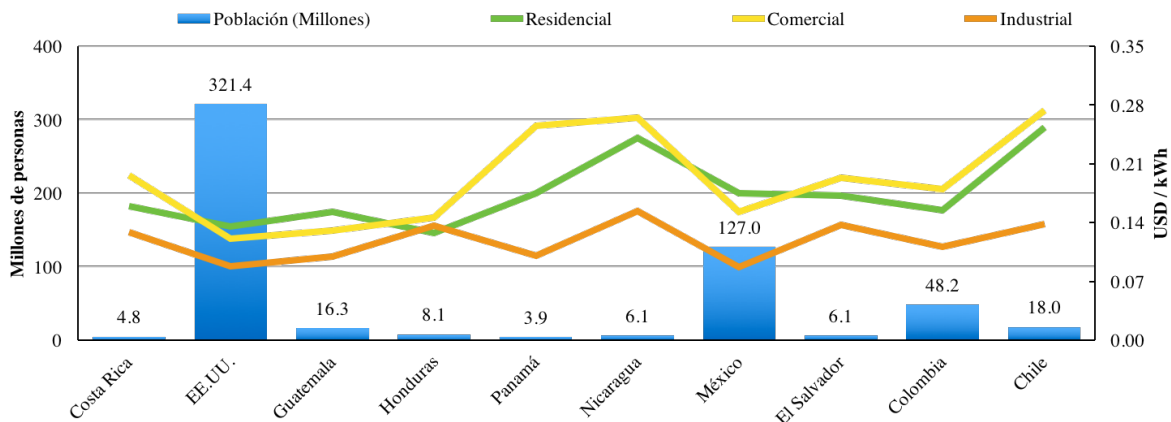
Consumo kWh. El consumo de electricidad en kWh/persona en Costa Rica es un 72 % mayor que en Guatemala, un 69 % mayor que en Nicaragua, un 63 % mayor que en Honduras, un 53 % mayor que en El Salvador y un 40 % mayor que en Colombia. Por su parte Panamá tiene un 4 % más de consumo consumo eléctrico kWh/persona que Costa Rica, México un 5 % más y Chile casi lo duplica con un 98 %

⁵Estados Unidos no reporta un porcentaje de pobreza.

⁶Purchase Power Parity

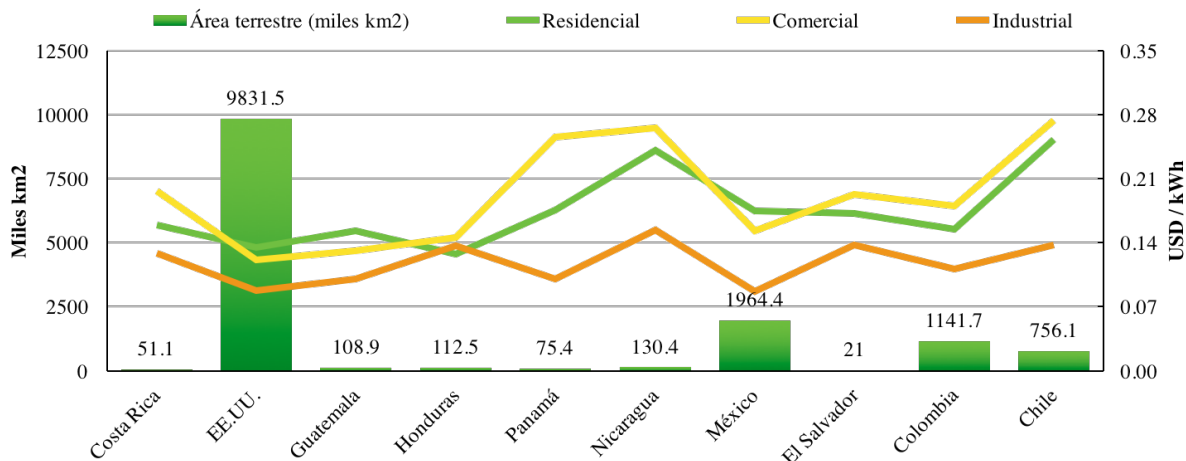
más. En Estados Unidos se tiene más de seis veces y media (6.64 veces) el consumo de electricidad por persona que en Costa Rica (figura 4.19).

Figura 4.14: Población - Precio



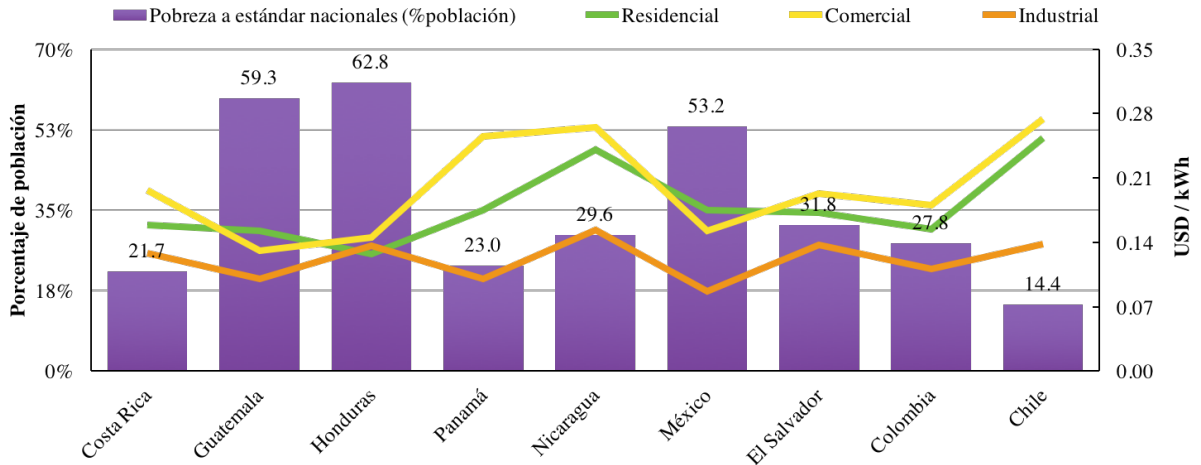
Fuente: Elaboración propia. Datos Banco Mundial [70]

Figura 4.15: Superficie terrestre - Precio



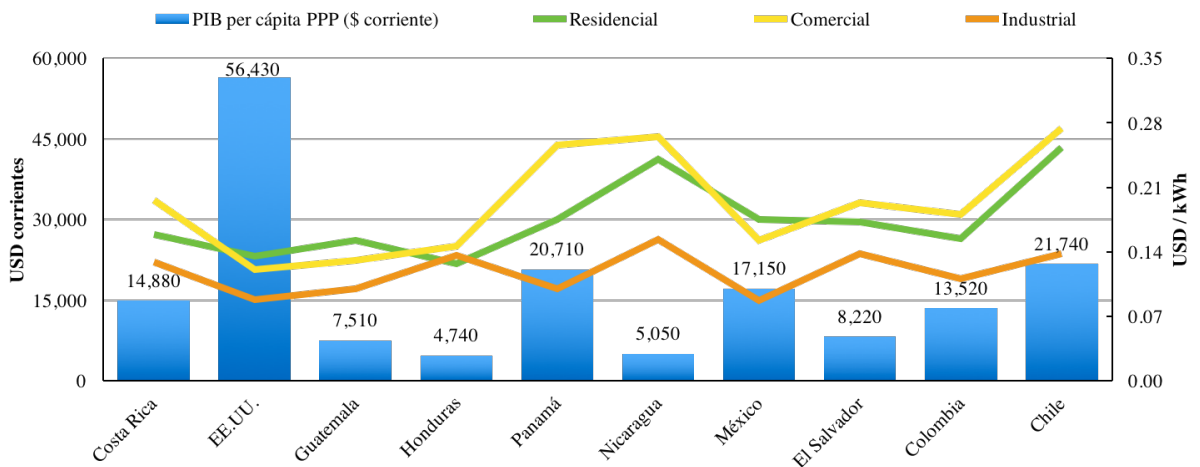
Fuente: Elaboración propia. Datos Banco Mundial [70]

Figura 4.16: Pobreza - Precio



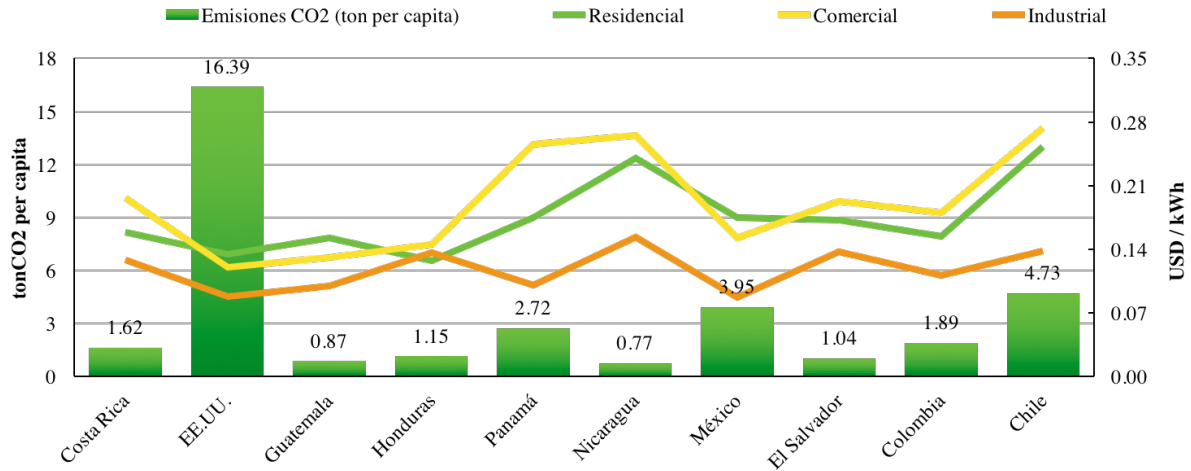
Fuente: Elaboración propia. Datos Banco Mundial [70]

Figura 4.17: PIB per cápita / Precio



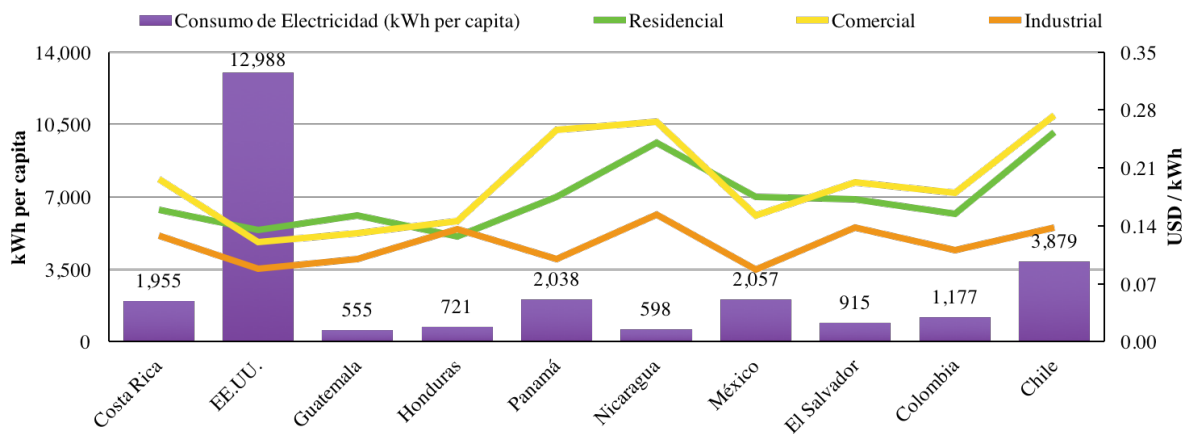
Fuente: Elaboración propia. Datos Banco Mundial [70]

Figura 4.18: Emisiones tCO2/persona / Precio



Fuente: Elaboración propia. Datos Banco Mundial [70]

Figura 4.19: Consumo kWh/persona - Precio



Fuente: Elaboración propia. Datos Banco Mundial [70]

4.5. Análisis de correlación

La búsqueda de relaciones entre los distintos factores que influyen en el precio promedio de la electricidad (i.e. recursos naturales, economía, clima, población, políticas públicas, entre otros.), pasa por saber que dichas relaciones son complejas y no siempre claras.

Si bien la correlación lineal no logra establecer las relaciones buscadas (tabla 4.1), debido en buena parte a una exclusión o en el mejor de los casos una inclusión parcial de externalidades [52], es un primer paso para el desarrollo de análisis cada vez más profundos y adecuados que permitan una visión más clara de las relaciones que originan las diferencias entre los precios de la electricidad.

Se busca también evidenciar las muy dispares características de cada país en relación con Costa Rica, sobre todo las de su principal socio comercial (EE.UU.); las cuales se deben de tomar en cuenta en la contextualización de los análisis de competitividad que se realizan en la comparación de los precios promedio de la electricidad. Se debe recordar que los resultados de este análisis pueden variar significativamente de acuerdo a las empresas seleccionadas para realizar el precio promedio país. Por lo que la inclusión de un mayor número de empresas por país con lleva a un análisis más certero.

Aunque se tiene una amplia gama de macro indicadores que se podrían asociar al consumo y generación de electricidad, para efectos de este estudio se tomaron en cuenta: el tamaño del Sistema Eléctrico (capacidad instalada), porcentaje de capacidad renovable instalada, generación eléctrica (GWh), el porcentaje de generación renovable, el PIB per capita, el consumo eléctrico por persona ($kWh/persona$), porcentaje de pobreza, tamaño del país (superficie), población y emisiones tCO₂ per cápita⁷.

Tabla 4.1: Tabla resumen de Correlación Lineal

Indicador	Índice de correlación lineal R^2		
	Residencial	Comercial	Industrial
Capacidad Instalada	0.0054	0.1094	0.3249
Capacidad Renovable Instalada	0.202	0.017	0.0224
Generación Renovable	0.0359	0.1375	0.0691
Población	0.0013	0.0615	0.0004
Área Terrestre	0.0864	0.0004	0.0044
Pobreza	0.0624	0.0687	0.1496
PIB per cápita PPP	0.1198	0.0027	0.052
Emisiones CO ₂	0.1377	0.000007	0.0335
Consumo de energía kWh	0.1465	0.00001	0.0464

Fuente: Elaboración propia.

⁷Cabe destacar que se podrían agregar muchos otros indicadores, como la diferenciación entre fuentes (i.e. diferenciación entre los tipos de renovables, etc.), economía de escala, precios de energía primaria, precios del petróleo, etc.

4.6. Comparación con datos de CEPAL

En el 2017 la CEPAL [65] publicó un informe donde se presentan los precios calculados mediante tarifarios de algunas empresas centroamericanas utilizando para ello casos modelo de consumo.

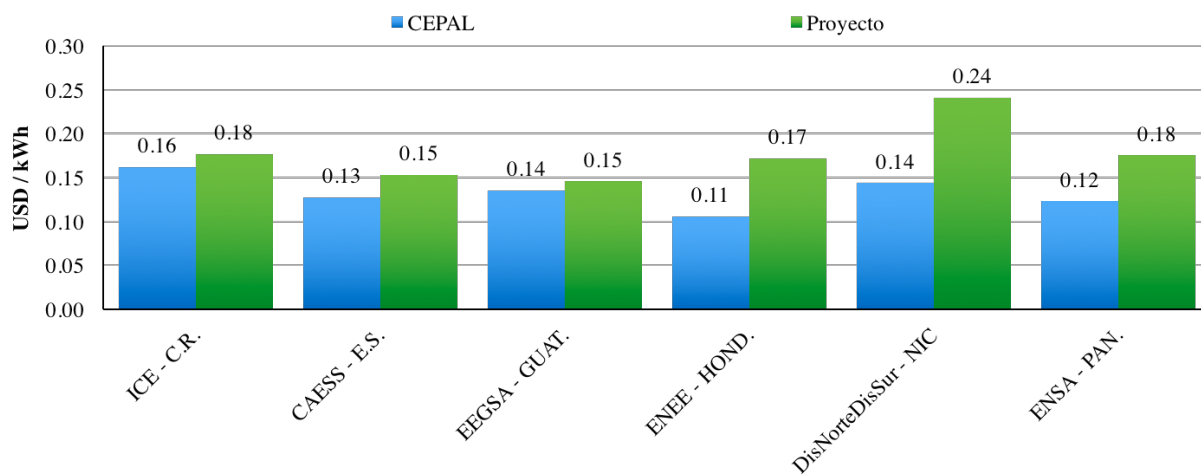
Se debe señalar que dichos casos distan significativamente de los utilizados en este estudio. Por ejemplo en el sector residencial CEPAL utiliza consumos de $50kWh$, $99kWh$, $200kWh$ y $751kWh$, mientras el estudio utiliza consumos de $168kWh$, $319kWh$, $550kWh$ y $958kWh$ (figura 4.20). En el sector comercial (figura 4.21) los consumos utilizados por CEPAL [65] son de $15,000kWh$ con $41kW$ de potencia máxima, $50,000kWh$ con $137kW$ de potencia máxima y $100,000kWh$ con $274kW$ de potencia máxima. El estudio utiliza a su vez casos de $2,500kWh$ con $10,98kW$ de potencia máxima, $13,374kWh$ con $58,76kW$ de potencia máxima y $33,119kWh$ con $146kW$ de potencia máxima. Para el sector industrial (figura 4.22) los casos de CEPAL [65] son de $15,000kWh$ y $41kW$ de potencia máxima, $50,000kWh$ y $137kW$ de potencia máxima y $100,000kWh$ con $274kW$ de potencia máxima, mientras el estudio utiliza casos de $4,890,228kWh$ con $10,651kW$ de potencia máxima, $1,597,985kWh$ con $3,480kW$ de potencia máxima, $781,995kWh$ con $1,703kW$ de potencia máxima, $282,639kWh$ con $616kW$ de potencia máxima, $11,712kWh$ con $25,5kW$ de potencia máxima y un último caso industrial promedio de $55,037kWh$ con $120kW$ máximos.

Se debe de tomar en consideración que la CEPAL utiliza un factor de carga⁸ general y único del 50 % mientras que el Proyecto utiliza diversos factores de carga de acuerdo al sector (Residencial = 72 %, Comercial = 36 %, Industrial = 74 %). Para ambos sets de datos se incluyeron los subsidios en el sector residencial y se excluyen impuestos y tasas municipales. A su vez los datos presentados por CEPAL corresponden a Junio del 2016 mientras los presentados por el estudio a Enero del 2017.

Por último, se utiliza un promedio por sector dado por los precios calculados a la empresa consignada de la muestra.

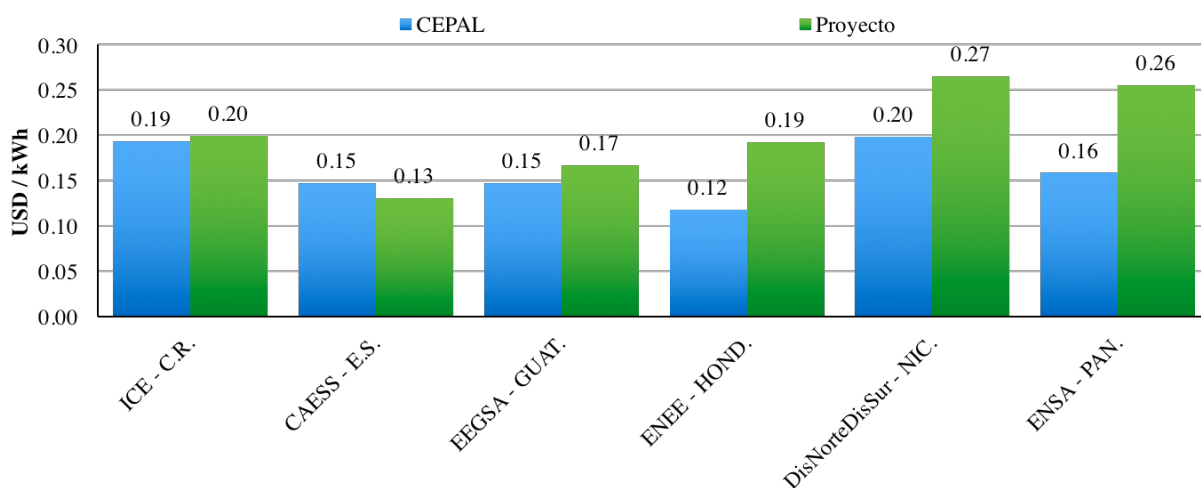
⁸El factor de carga es una medida del aprovechamiento de la energía, mientras mayor factor de carga se tenga mayor cantidad de la energía es consumida de manera adecuada, esto repercute en la potencia máxima (calculada en el caso de CEPAL y medida en el caso del estudio) y por ende en el cobro de este rubro.

Figura 4.20: Comparación con datos CEPAL. Precio Promedio Residencial Enero 2017



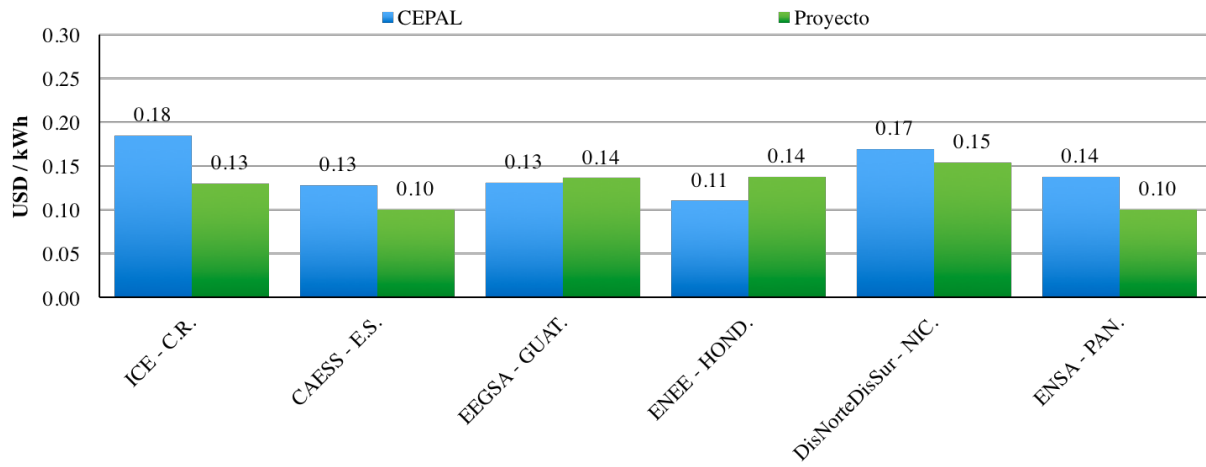
Fuente: Elaboración propia. Datos CEPAL [65]

Figura 4.21: Comparación con datos CEPAL. Precio Promedio Comercial Enero 2017



Fuente: Elaboración propia. Datos CEPAL [65]

Figura 4.22: Comparación con datos CEPAL. Precio Promedio Industrial Enero 2017



Fuente: Elaboración propia. Datos CEPAL [65]

4.7. Relación Renovables/Costo en EE.UU.

Como parte de un ejercicio con la Base de Datos de la EIA de Estados Unidos [2], se obtuvo la relación entre precio promedio (cociente entre ventas en *MWh* y energía producida) y las fuentes primarias de energía para la producción de electricidad (tabla 4.2). El mix de generación se clasifica en Renovables (hidro-eólico-solar-biomasa), Térmicas (Gas Natural, Bunker, Diesel y otros) y Nuclear.

La relación se establece por porcentajes, siendo que para un mix de generación con un 75 % de recurso renovable y un 25 % entre recurso térmico y nuclear, se presenta el mayor precio con 14,04 *USD/MWh*.

Tabla 4.2: Precio promedio en EE.UU. según mix de generación

Renovables %	Térmica %	Nuclear %	Precio Promedio Escenario USD
0-25	50-75	0-25	\$8.53
0-25	75-100	0-25	\$10.31
0-25	50-75	25-50	\$11.26
25-50	50-75	0-25	\$9.49
50-75	25-50	0-25	\$9.52
50-75	0-25	25-50	\$5.75
75-100	0-25	0-25	\$14.04

Fuente: Elaboración propia. Datos EIA [2]

Conclusiones y recomendaciones

5.1. Conclusiones

1. Este Proyecto se centra en el análisis metodológico de la comparación tarifaria, para lo cual utiliza un único mes de referencia y en la gran mayoría de los países una sola empresa de referencia, que si bien en muchos casos es altamente representativa supone un sesgo estadístico no deseable, tomando en cuenta que existe una diferencias importantes en los costos entre empresas, por ejemplo las que distribuyen en zonas urbanas y las que lo hacen en zonas rurales, entre otras.
2. Se elaboró una metodología específica de aplicación tarifaria, definiendo las tarifas aplicables a los consumidores modelo y los cargos específicos necesarios para el cálculo del precio final. Si bien es cierto la aplicación tarifaria se hace mediante procedimientos convencionales y generalmente aceptados, no existen fuentes que establezcan los cargos específicos para el compendio de los países, dificultando así la aplicación de este método, por este motivo se desarrolla tal metodología en este Proyecto.
3. Se desarrolló una metodología específica para la selección de las empresas estadounidenses bajo criterios técnicos de similitud con las empresas costarricenses, permitiendo la selección de 2 empresas comparables de entre más de 3 000.
4. La construcción metodológica obedece a la necesidad identificada de establecer un método comparativo para los precios de la electricidad. Comprendió un análisis de los pliegos tarifarios de cada empresa así como una selección previa de los países a estudiar y las empresas en dichos países utilizando para ello información de entes oficiales así como de Organismos Internacionales como CEPAL, OLADE e IEA. Esta metodología fue validada mediante calculadoras de precio oficiales en los países donde se encuentra disponible dicha herramienta.

5. La disparidad en cuanto a geografía, población, dimensión de las economías y recursos endógenos entre Costa Rica y sus principales socios comerciales se hace evidente en el estudio. Se busca con ello establecer un marco adecuado de contexto para la comparación en competitividad y precios de la electricidad.
6. Tomando a las empresas del estudio como representantes de los países, siempre en el mercado regulado y para el mes de enero 2017, el sector Residencial costarricense presenta un precio promedio por sector menor que Panamá, México, El Salvador, Nicaragua y Chile y mayor que Estados Unidos, Guatemala, Honduras y Colombia. Para el sector Comercial Costa Rica presenta un precio menor a Panamá, Nicaragua y Chile, mientras es mayor que EE.UU., Guatemala, Honduras, México, El Salvador y Colombia. En el sector Industrial Costa Rica presenta precios menores a El Salvador, Nicaragua y Chile así como precios mayores que Guatemala, Honduras, Panamá, México, EE.UU. y Colombia.
7. Los precios de la electricidad poseen distintas y complejas relaciones con características propias de cada país. La complejidad de estas relaciones hace que sean necesarios estudios detallados que permitan identificar y determinar fehacientemente el origen de las diferencias entre los precios de la electricidad de los distintos países, y con base en dicha identificación generar políticas públicas orientadas a una mayor competitividad y un acceso justo y equitativo a la electricidad, manteniendo siempre los compromisos ambientales y sociales que el país ha adquirido.
8. Las franjas horarias en cada país responden a la idiosincrasia propia de su población (hábitos y costumbres). Los casos modelo utilizados en el estudio caracterizan el consumo propio costarricense, para un análisis más profundo se debe de tomar en cuenta las curvas de consumo típico de cada sector para todos los países del estudio y estudiar su comparabilidad con la costarricense.
9. Es importante considerar la dificultad en la obtención de datos actualizados así como el análisis y comparabilidad de las fuentes cuando se desee plantear un proyecto de este tipo.
10. Los ajustes tarifarios o de precios en los cargos tarifarios se realizan en periodos de tiempo distintos para cada país. También se presentan variaciones en la cantidad y tipo de tarifas con que cuenta cada país; la variación estacional (verano-invierno) también se tiene sobre todo en países extremo del continente (EE.UU., México y Chile). En algunos países se utiliza una clasificación por actividad económica (diferenciando entre comercio e industria) mientras que en otros la clasificación se hace mediante niveles de consumo y tensión. Llama en particular la atención el caso de Colombia, el cual utiliza una diferenciación tarifaria de acuerdo a un estrato social habitualmente establecido.

11. El costo de mantener una matriz eléctrica altamente renovable debe de ser visualizado por la población, de esta forma la sociedad puede valorar y comprender los altos costos de los proyectos de generación (sobretudo la hidroeléctrica) y valorar aún más el esfuerzo por mantener una matriz eléctrica renovable y acorde con la idiosincrasia e imagen costarricense, siempre y cuando estos costos sean acordes con las mejores prácticas en transparencia y gestión de proyectos.
12. Actualmente en Costa Rica se da una discusión con respecto a los precios de la electricidad, para lo cual este estudio aporta y ofrece elementos de análisis (i.e. metodología de análisis, características de los países estudiados entre otros), la cual debe de hacerse acorde a la visión de desarrollo del país que se decida impulsar. La electricidad es un bien común a toda la sociedad y es fundamental para el desarrollo de la calidad de vida y el bienestar de los habitantes así como para la producción de bienes y servicios, por lo que se hace necesaria una comunicación fluida y veraz entre los distintos actores que permitan llegar a acuerdos como sociedad para alcanzar un mayor bienestar de la población, aprovechando de manera sostenible y respetuosa los recursos disponibles.

5.2. Recomendaciones

1. Este estudio se presenta como un aporte en la discusión sobre precios de la electricidad y competitividad por lo que es importante recalcar que no se tomaron en cuenta características fundamentales de un Sistema Eléctrico como la calidad, continuidad y cobertura del servicio. Se insta a profundizar el análisis con la incorporación, en la medida de lo posible, de dichos elementos.
2. Para obtener resultados más reveladores en cuanto a la comparación de los precios finales de la electricidad y su comportamiento es necesario ampliar el estudio en el tiempo con series históricas y además aumentar la cantidad de empresas estudiadas, solo de esta forma se podría llegar a conclusiones en cuanto a tendencias generales de los precios por país.
3. Un diseño adecuado del tarifario es imprescindible para alcanzar niveles aptos de eficiencia energética y económica, permitiendo el control de herramientas económicas como los subsidios así como la adquisición y procesamiento de datos (energía distribuida), incentivos a políticas ambientales como el uso de automóviles eléctricos (EE.UU. es el único país con tarifas diferenciadas para automóviles eléctricos hasta el momento) y conservación energética del lado de la demanda.
4. En aras de la transparencia y en un mejor y mayor control por parte de la sociedad en general, se propone la elaboración de una calculadora en línea que permita realizar cálculos tarifarios de los precios de la electricidad de los distintos países que guarden relación comercial con Costa Rica. Este estudio se propone como un primer paso, poniendo a disposición del público la metodología necesaria para dicho cálculo y se incentiva a los entes institucionales a crear la herramienta

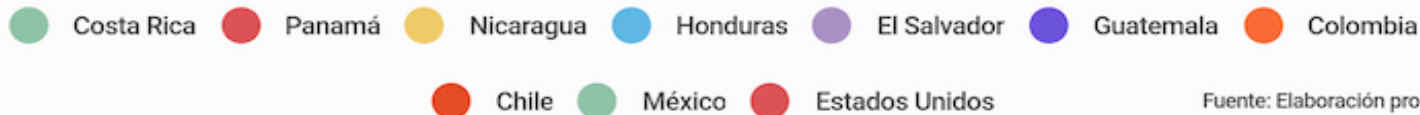
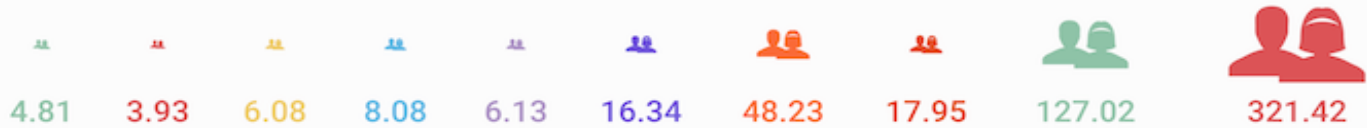
digital que permita una mayor accesibilidad de la información por parte del público en general.

5. La inclusión en el curriculum académico de un curso sobre planificación de proyectos, mercados eléctricos, tarifas eléctricas y matriz eléctrica, se hace necesario ya que es información básica que todo ingeniero eléctrico debe manejar, sobre todo si se toma en cuenta el impacto de los proyectos de generación eléctrica y su correcta planificación tanto en el ámbito técnico y económico como social y ambiental, además del nicho de mercado en energía renovable no convencional como la solar y el nuevo paradigma de generación distribuida. Algunos de estos temas se mencionan y trabajan en algunos cursos, sin embargo depende más de la buena voluntad del profesor que de un curso en específico.

Apéndice A

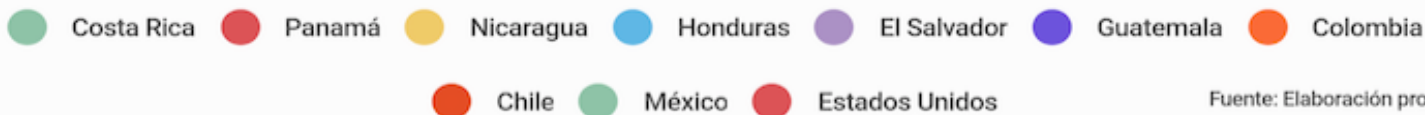
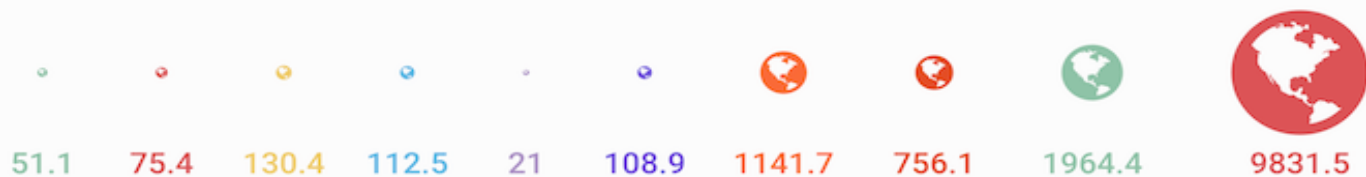
Infogramas datos Macro

POBLACIÓN (Millones)



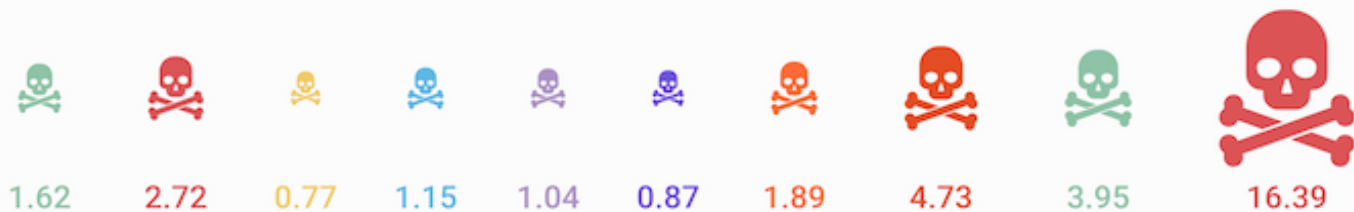
Fuente: Elaboración propia.
Datos Banco Mundial, 2017

ÁREA TERRESTRE (km²)



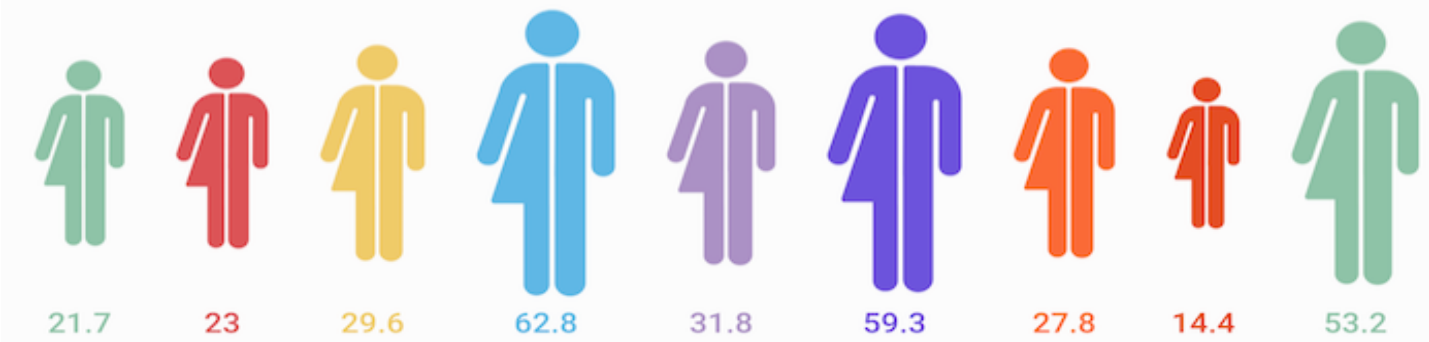
Fuente: Elaboración propia.
Datos Banco Mundial, 2017

PRODUCCIÓN DE CO2 (tCO2/per capita)



Fuente: Elaboración propia.
Datos Banco Mundial, 2017

POBREZA (Porcentaje de población)



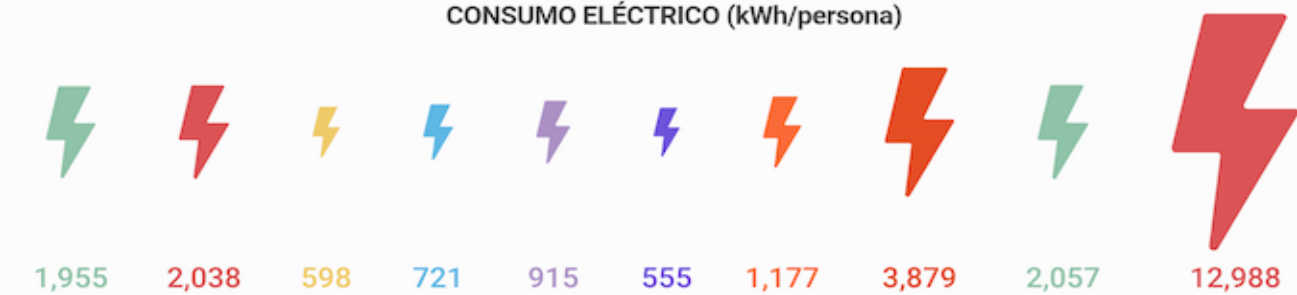
Fuente: Elaboración propia.
Datos Banco Mundial, 2017

PIB/per capita (USDPPP)



Fuente: Elaboración propia.
Datos Banco Mundial, 2017

CONSUMO ELÉCTRICO (kWh/persona)



Fuente: Elaboración propia.
Datos Banco Mundial, 2017

Estructura del S.E.N. Costa Rica

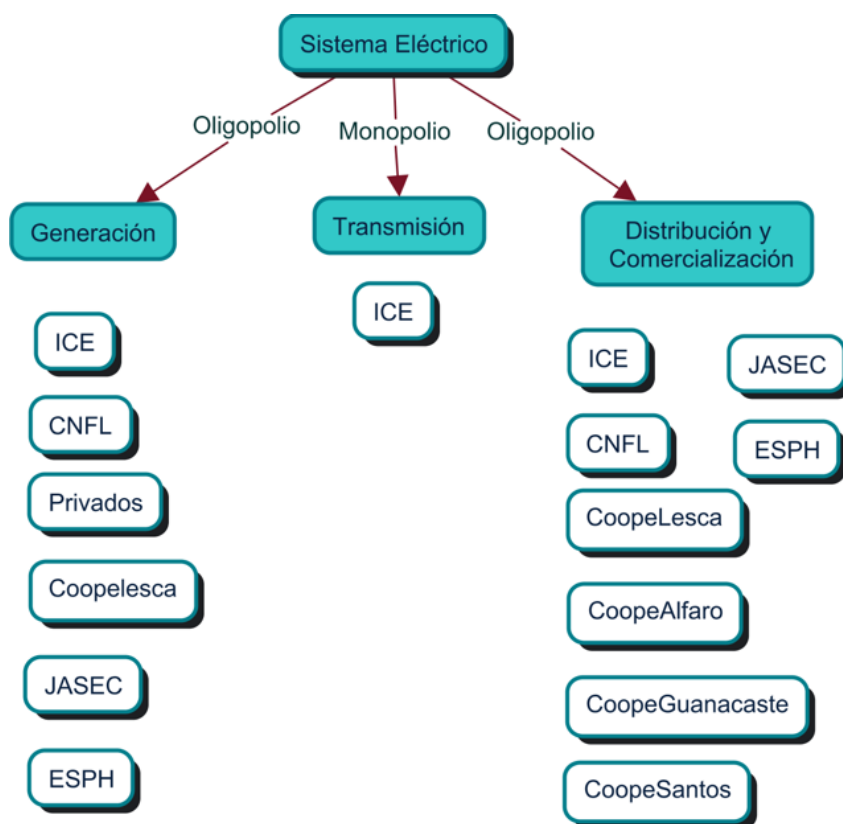


Figura B.1: Estructura S.E.N. Costa Rica

Elaboración propia. Datos DSE [26]

Apéndice C

Cálculos Tarifarios

RESIDENCIAL ICE

Factor de carga	0.721	Días facturados/mes		30
	Res1	Res2	Res3	Res4
kWh / mes	168.42	318.94	550.00	958.33
T-RE				
Bloque 0-40 kWh (carga fijo)	\$ 5.18	\$ 5.18	\$ 5.18	\$ 5.18
Bloque 41-200 kWh (cada kWh)	\$ 16.63	\$ 20.72	\$ 20.72	\$ 20.72
Bloque mayor a 200 kWh (cada kWh)	\$ -	\$ 27.77	\$ 81.72	\$ 177.05
Total Facturado USD	\$ 21.81	\$ 53.67	\$ 107.62	\$ 202.95
Dólar / kWh	\$ 0.1295	\$ 0.1683	\$ 0.1957	\$ 0.2118

COMERCIAL ICE

Factor de Carga	0.365	Días facturados/mes		26
	Com1	Com2	Com3	
kWh / mes	2,500.00	13,374.90	33,118.70	
kW Max / día	10.98	38.76	145.51	
T-CO				
Consumo de Energía ≤ 3000 kWh	\$ 487.74			
Consumo de Energía cada kWh	\$	\$ 1,561.21	\$ 3,865.84	
Consumo de Potencia cada kW	\$	\$ 1,133.88	\$ 2,807.69	
Total Facturado USD	\$ 487.74	\$ 2,695.09	\$ 6,673.53	
USD / kWh	\$ 0.1951	\$ 0.2015	\$ 0.2015	

RESIDENCIAL CNFL

	Res1	Res2	Res3	Res4
kWh / mes	168.42	318.94	550.00	958.33
T-RE				
Bloque 0-30 kWh	\$ 3.39	\$ 3.39	\$ 3.39	\$ 3.39
Bloque 31-200 kWh	\$ 15.63	\$ 19.19	\$ 19.19	\$ 19.19
Bloque 201-300 kWh		\$ 17.33	\$ 17.33	\$ 17.33
Bloque mayor a 300 kWh		\$ 3.39	\$ 44.78	\$ 117.91
Alumbrado Público				
Total Facturado USD	\$ 19.01	\$ 43.30	\$ 84.68	\$ 157.82
USD / kWh	\$ 0.1129	\$ 0.1358	\$ 0.1540	\$ 0.1647
T-REH				
Bloque 0-300 KWh Punta				
Bloque 0-300 KWh Valle				
Bloque 0-300 KWh Noche				
Bloque 301-500 KWh Punta	\$ 23.54			
Bloque 301-500 KWh Valle	\$ 14.80			
Bloque 301-500 KWh Noche	\$ 4.64			
Bloque mayor a 500 KWh Punta		\$ 48.13	\$ 83.87	
Bloque mayor a 500 KWh Valle		\$ 30.00	\$ 52.27	
Bloque mayor a 500 KWh Valle		\$ 10.32	\$ 17.99	
Total Facturado USD	\$ 42.98	\$ 88.46	\$ 154.13	
USD / kWh	\$ 0.1347	\$ 0.1608	\$ 0.1608	\$ 0.1608

COMERCIAL CNFL

	Com1	Com2	Com3
kWh / mes	2,500.00	13,374.90	33,118.70
kW Max / día	10.98363296	58.76199701	145.51
T-CO			
Solo Energía (<= 3000kWh)			
Consumo de Energía ≤ 3000 kWh	\$ 477.00		
Energía y Potencia			
Bloque 0-3000 kWh (cargo fijo)		\$ 344.58	\$ 344.58
Bloque mayor a 3000 kWh (cada kWh)		\$ 1,191.66	\$ 3,459.42
Bloque 0-8 kW (cargo fijo)		\$ 143.84	\$ 143.84
Bloque mayor a 8 kW (cada kWh)		\$ 912.72	\$ 2,472.40
Total Facturado USD	\$ 477.00	\$ 2,592.80	\$ 6,420.25
USD / kWh	\$ 0.1908	\$ 0.1939	\$ 0.1939

RESIDENCIAL ALLETE

	Res1	Res2	Res3	Res4
kWh / mes	168.42	318.94	550.00	958.33
General y Calefacción				
Cargo por servicio	\$ 8.00	\$ 8.00	\$ 8.00	\$ 8.00
0 - 300 kWh	\$ 8.59	\$ 15.29	\$ 15.29	\$ 15.29
301 - 500 kWh		\$ 1.28	\$ 13.47	\$ 13.47
501 - 750 kWh			\$ 4.08	\$ 20.42
751 - 1000 kWh				\$ 17.59
Mayor a 1000 kWh				
Riders	6.13131594	11.15518766	18.8672246	32.49607317
Subtotal	\$ 22.72	\$ 35.72	\$ 59.72	\$ 107.27
Ajuste provisional %	\$ 1.27	\$ 2.00	\$ 3.34	\$ 6.01
Total Facturado USD	\$ 23.99	\$ 37.73	\$ 63.06	\$ 113.28
USD / kWh	\$ 0.1424	\$ 0.1183	\$ 0.1147	\$ 0.1182

COMERCIAL ALLETE

	Com1	Com2	Com3
kWh / mes	2,500.00	13,374.90	33118.7
kW Max / día	104.17	557.29	1,379.95
Cargo por Servicio	\$ 10.50	\$ 10.50	\$ 10.50
Cargo por energía todos kWh	\$ 132.20	\$ 1,048.06	\$ 2,595.18
Cargo por potencia todos kW			
Riders	\$ 68.49	\$ 366.43	\$ 907.35
Subtotal	\$ 211.19	\$ 1,424.99	\$ 3,513.03
Ajuste provisional %	\$ 11.83	\$ 79.80	\$ 196.73
Total Facturado USD	\$ 223.02	\$ 1,504.79	\$ 3,709.76
USD / kWh	\$ 0.0892	\$ 0.1125	\$ 0.1120

INDUSTRIAL ALLETE						
	Ind1	Ind2	Ind3	Ind4	Ind5	Ind6
kWh / mes	11,712.14	282,639.03	781,995.02	1,597,984.73	4,890,228.82	55,036.99
kW Max / día	25.51	615.60	1,703.23	3,480.50	10,651.20	119.87
Cargo por Servicio	\$ 10.50	\$ 10.50	\$ 10.50	\$ 10.50	\$ 10.50	\$ 10.50
Cargo por energía todos kWh	\$ 619.34	\$ 14,945.95	\$ 41,351.90	\$ 84,501.43	\$ 258,595.30	\$ 2,910.36
Cargo por potencia todos kW	\$ 149.49	\$ 3,607.44	\$ 9,980.93	\$ 20,395.74	\$ 62,416.02	\$ 702.46
Descuento por tensión de servicio						
Riders	\$ 320.87	\$ 7,743.40	\$ 21,424.14	\$ 43,779.62	\$ 133,976.48	\$ 1,507.84
Ajuste provisional %	\$ 61.61	\$ 1,473.21	\$ 4,074.98	\$ 8,326.49	\$ 25,479.91	\$ 287.34
Descuento por tensión de servicio	44.64	1077.31	2980.65	6090.88	18639.60	209.78
Total Facturado USD	\$ 1,117.1689	\$ 27,780.4965	\$ 76,842.4406	\$ 157,013.7866	\$ 480,478.2093	\$ 5,418.4965
USD / kWh	0.095	0.098	0.098	0.098	0.098	0.098

RESIDENCIAL Xcel Energy

	Res1	Res2	Res3	Res4
kWh / mes	168.42	318.94	550.00	958.33
A00-A01-A03				
Cargo por tendido aéreo	\$ 8.00	\$ 8.00	\$ 8.00	\$ 8.00
Cargo por Energía kWh	\$ 13.54	\$ 25.64	\$ 44.22	\$ 77.05
Recargo provisional	\$ 1.62	\$ 2.52	\$ 3.92	\$ 6.38
Riders (kWh)	\$ 5.77	\$ 10.92	\$ 18.83	\$ 32.81
Total Facturado USD	\$ 28.92	\$ 47.09	\$ 74.97	\$ 124.24
USD / kWh	\$ 0.1717	\$ 0.1476	\$ 0.1363	\$ 0.1296
A02-A04				
Cargo por tendido aéreo	\$ 10.00	\$ 10.00	\$ 10.00	\$ 10.00
Cargo por Energía kWh				
Pico	\$ 16.48	\$ 31.21	\$ 53.83	\$ 93.79
Off peak	\$ 1.94	\$ 3.67	\$ 6.33	\$ 11.03
Recargo provisional	\$ 2.13	\$ 3.37	\$ 5.26	\$ 8.61
Riders (kWh)	\$ 5.77	\$ 10.92	\$ 18.83	\$ 32.81
Total Facturado USD	\$ 36.32	\$ 59.17	\$ 94.25	\$ 156.25
USD / kWh	\$ 0.2156	\$ 0.1855	\$ 0.1714	\$ 0.1630

COMERCIAL Xcel Energy

	Com1	Com2	Com3
kWh / mes	2,500.00	13,374.90	33,118.70
kW Max / día	104.17	557.29	1,379.95
A09-A10-A11-A13			
Medidor	10.000		
Cargo por energía (kWh)	185.800		
Recargo provisional	14.685		
Ajustes	88.393		
Total Facturado USD	298.878		
USD / kWh	\$ 0.120		
Small General Time of the day Service A12, A16, A18, A22			
Medidor		12	12
Energía en horas pico		1273.378296	3153.117688
Energía en horas no pico		87.82929318	217.4814026
Recargo provisional		102.9905692	253.6949318
Ajustes		472.90	1,170.98
Total Facturado USD	\$ 1,949.09	\$ 4,807.27	
USD / kWh	\$ 0.1457	\$ 0.1452	

INDUSTRIAL Xcel Energy

	Ind1	Ind2	Ind3	Ind4	Ind5	Ind6
kWh / mes	4,890,228.82	1,597,984.73	781,995.02	282,639.03	11,712.14	55,036.99
kW Max / día	10,651.20	3,480.50	1,703.23	615.60	25.51	119.87
Cargo mensual	29.75	29.75	29.75	25.75	25.75	25.75
Energía (kWh) en horas pico	\$ 129,422.70	\$ 42,291.58	\$ 20,695.95	\$ 9,047.28	\$ 374.91	\$ 1,761.73
Energía (kWh) en horas no pico	\$ 44,718.47	\$ 14,612.70	\$ 7,150.92			
Potencia en Punta	\$ 106,085.93	\$ 34,665.80	\$ 16,964.17	\$ 6,131.42	\$ 254.08	\$ 1,193.94
Potencia en Valle	\$ 21,205.58	\$ 6,929.37	\$ 3,390.98			
Recargo provisional	\$ 22,609.68	\$ 7,389.69	\$ 3,617.38	\$ 1,140.33	\$ 49.10	\$ 223.61
Ajustes	\$ 113,231.75	\$ 37,000.85	\$ 18,106.86	\$ 2,045.46	\$ 84.76	\$ 398.30
Total Facturado USD	\$ 437,303.87	\$ 142,919.73	\$ 69,956.00	\$ 18,390.23	\$ 788.60	\$ 3,603.34
USD / kWh	\$ 0.0894	\$ 0.0894	\$ 0.0895	\$ 0.0651	\$ 0.0673	\$ 0.0655

RESIDENCIAL EEGSA				
	Res1	Res2	Res3	Res4
kWh / mes	168.42	318.94	550.00	958.33
Baja Tensión Simple Social				
TS				
Cargo por Consumidor	\$ 1.37			
Cargo por Energía	\$ 25.72			
Total Facturado USD	\$ 27.09			
USD / kWh	\$ 0.1608			
Baja Tensión Simple				
BTS				
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	\$ 1.37	\$ 1.37	\$ 1.37	\$ 1.37
Cargo por Energía (Q/kWh)	\$ 47.03	\$ 81.09	\$ 81.09	\$ 141.30
Total Facturado USD	\$ 48.40	\$ 82.47	\$ 82.47	\$ 142.67
USD / kWh	\$ 0.1518	\$ 0.1499	\$ 0.1499	\$ 0.1489

fc = 0.37 -> participación fuera de punta	Se toman como BT	Días facturados	26
COMERCIAL EEGSA			
	Com1	Com2	Com3
kWh	2,500.00	13,374.90	33,118.70
kW	10.98	58.76	145.51
Baja Tensión con demanda fuera de punta			
BTdfp			
Carga por Consumidor (Q/usuario-mes)	\$ 31.59	\$ 31.59	\$ 31.59
Carga Unitario por Energía (Q/kWh))	\$ 235.64	\$ 1,260.65	\$ 3,121.59
Carga Unitario por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	\$ 34.72	\$ 185.74	\$ 459.92
Carga Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	\$ 43.03	\$ 230.22	\$ 570.06
Total Facturado USD	\$ 344.98	\$ 1,708.19	\$ 4,183.17
USD / kWh	\$ 0.1380	\$ 0.1277	\$ 0.1263
Baja Tensión Horaria			
BTH			
Carga por Consumidor (Q/usuario-mes)	\$ 31.5912	\$ 31.5912	\$ 31.5912
Carga Unitario por Energía en Punta (Q/kWh))	\$ 7.4877	\$ 40.0589	\$ 99.1932
Carga Unitario por Energía Intermedia (Q/kWh))	\$ 218.8621	\$ 1,170.9037	\$ 2,899.3719
Carga Unitario por Energía en Valle (Q/kWh))	\$ 12.8671	\$ 68.8387	\$ 170.4573
Carga Unitario por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	\$ 41.6772	\$ 222.9711	\$ 552.1173
Carga Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	\$ 61.9848	\$ 331.6161	\$ 821.1422
Total Facturado USD	\$ 374.4702	\$ 1,865.9798	\$ 4,573.8731
USD / kWh	\$ 0.1498	\$ 0.1395	\$ 0.1381

fc -> 0.7 -> demanda en punta		Días facturados						26
INDUSTRIAL EEGSA								
	Ind1	Ind2	Ind3	Ind4	Ind5	Ind6 Prom		
kWh / mes	11,712.14	282,639.03	781,995.02	1,597,984.73	4,890,228.82	55,036.99		
kW max	25.51	615.60	1,703.23	3,480.50	10,651.20	119.87		
Media Tensión con demanda en punta								
MTDp								
Cargo por Consumidor	109.88	109.88	109.88	109.88	109.88	109.88	109.88	
Cargo Unitario por Energía	1,018.70	24,583.35	68,016.29	138,989.37	425,341.89	4,787.00		
Cargo Unitario por Potencia Máxima	86.59	2,089.51	5,781.19	11,813.70	36,152.84	406.88		
Cargo Unitario por Potencia Contratada	42.35	1,022.03	2,827.72	5,778.36	17,683.21	199.02		
Total Facturado USD	1,257.52	27,804.78	76,735.08	156,691.31	479,287.82	5,502.78		
USD / kWh	0.1074	0.0984	0.0981	0.0981	0.0980	0.1000		
Media Tensión Horaria								
MTH								
Cargo por Consumidor	109.88	109.88	109.88	109.88	109.88	109.88	109.88	
Cargo Unitario por Energía en Punta	140.15	3,382.06	9,357.34	19,121.47	58,516.43	658.57		
Cargo Unitario por Energía Intermedia	635.34	15,332.12	42,420.34	86,684.76	265,276.83	2,985.55		
Cargo Unitario por Energía en Valle	244.79	5,907.25	16,343.95	33,398.40	102,207.36	1,150.29		
Cargo Unitario por Potencia de Punta	97.18	2,345.06	6,488.22	13,258.50	40,574.30	456.64		
Cargo Unitario por Potencia Contratada	48.54	1,171.31	3,240.74	6,622.37	20,266.08	228.08		
Total Facturado USD	1,275.87	28,247.68	77,960.48	159,195.38	486,950.89	5,589.03		
USD / kWh	0.1089	0.0999	0.0997	0.0996	0.0996	0.1016		

RESIDENCIAL ENEE

	Res1	Res2	Res3	Res4
kWh mes	168.42	318.94	550.00	958.33
kW máx			1.0472	1.8246
SIMPLE				
Cargo fijo	\$ 2.1677	\$ 2.1677	\$ 2.1677	\$ 2.1677
Consumo 0- 50 kWh/mes	\$ 3.0887	\$ 3.0887	\$ 3.0887	\$ 3.0887
Siguientes kWh/mes	\$ 18.0783	\$ 41.0571	\$ 76.3314	\$ 138.6687
Total Facturado USD	\$ 23.3348	\$ 46.3136	\$ 81.5878	\$ 143.9251
USD / kWh	\$ 0.1386	\$ 0.1452	\$ 0.1483	\$ 0.1502
HORARIA				
Cargo fijo			\$ 2.1677	\$ 2.1677
Energía Punta			\$ 38.4307	\$ 66.9627
Energía Valle			\$ 15.9592	\$ 27.8077
Energía Noche			\$ 6.1059	\$ 10.6391
Potencia (L / kW max)				
Total Facturado USD			\$ 62.6636	\$ 107.5772
USD / kWh			\$ 0.1139	\$ 0.1123

COMERCIAL ENNE

	Com1	Com2	Com3
kWh	2,500.00	13,374.90	33,118.70
kW	104.17	557.29	1,379.95
HORARIA			
Cargo fijo (HL / abonado)	\$ 2.3108	\$ 2.3108	\$ 2.3108
Potencia (L/kW) - mes			
Energía Punta (L/kWh)	\$ 311.4357	\$ 1,666.1687	\$ 4,125.7387
Energía Intermedio (L/kWh)	\$ 44.5577	\$ 238.3818	\$ 590.2771
Energía Valle (L/kWh)	\$ 7.1665	\$ 38.3405	\$ 94.9381
Total Facturado USD	\$ 365.4708	\$ 1,945.2019	\$ 4,813.2647
USD / kWh	\$ 0.1462	\$ 0.1454	\$ 0.1453
Simple			
cargo fijo (abonado)	2.311	2.311	2.311
Energía (L / kWh)	416.7937056	2229.829653	5521.46528
Total Facturado USD	419.105	2232.140	5523.777
USD / kWh	\$ 0.168	\$ 0.167	\$ 0.167

INDUSTRIAL ENEE

	Ind1	Ind2	Ind3	Ind4	Ind5	Ind Prom
kWh / mes	11,712.14	282,639.03	781,995.02	1,597,984.73	4,890,228.82	55,036.99
KW max	25.51	615.60	1,703.23	3,480.50	10,651.20	119.87
HORARIA						
Cargo fijo (HL / abonado)	\$ 96.55	\$ 96.55	\$ 96.55	\$ 96.55	\$ 96.55	\$ 96.55
Potencia (L/kW) - mes	\$ 266.33	\$ 6,427.20	\$ 17,782.55	\$ 36,338.14	\$ 111,203.69	\$ 1,251.54
Energía Punta (L/kWh)	\$ 856.24	\$ 20,662.88	\$ 57,169.29	\$ 116,823.82	\$ 357,509.80	\$ 4,023.59
Energía Intermedio (L/kWh)	\$ 351.59	\$ 8,484.70	\$ 23,475.16	\$ 47,970.82	\$ 146,802.57	\$ 1,652.19
Energía Valle (L/kWh)	\$ 102.18	\$ 2,465.82	\$ 6,822.33	\$ 13,941.23	\$ 42,663.62	\$ 480.16
Total Facturado USD	\$ 1,672.90	\$ 38,137.16	\$ 105,345.87	\$ 215,170.55	\$ 658,276.24	\$ 7,504.02
USD / kWh	\$ 0.1428	\$ 0.1349	\$ 0.1347	\$ 0.1347	\$ 0.1346	\$ 0.1363
Simple						
cargo fijo (abonado)	96.550	96.550	96.550	96.550	96.550	96.550
Energía (L / kWh)	1,189.77	28,711.77	79,438.65	162,330.64	496,771.94	5,590.91
Potencia (L / kW max)	266.33	6,427.19	17,782.50	36,338.03	111,203.37	1,251.54
Total Facturado USD	1552.656	35235.509	97317.698	198765.220	608071.859	6938.997
USD / kWh	\$ 0.133	\$ 0.125	\$ 0.124	\$ 0.124	\$ 0.124	\$ 0.126

RESIDENCIAL ENSA

	Res1	Res2	Res3	Res4
kWh	168.42	318.94	550.00	958.33
kW Max	0.320662957	0.607245241	1.047171514	1.824617032
BTS 1				
Cargo Fijo, por los 1eros. 10 kWh	\$ 2.16			
Cargo por Energía	\$ 23.02			
CVC (B/. kWh)	\$ 0.96			
FET	\$ 7.73			
Total Facturado USD	\$ 18.41			
USD / kWh	\$ 0.1093			
BTS 2				
Cargo Fijo, por los 1eros. 10 kWh	\$ 2.16	\$ 2.16	\$ 2.16	
Cargo por Energía por los siguientes kWh	\$ 54.91	\$ 54.91	\$ 95.98	
CVC (B/. kWh)	\$ 2.67	\$ 2.67	\$ 4.60	
Total Facturado USD	\$ 59.7373	\$ 59.7373	\$ 102.7376	
USD / kWh	\$ 0.1873	\$ 0.1873	\$ 0.1868	
BTS 3				
Cargo Fijo, por los 1eros. 10 kWh			\$ 2.16	\$ 2.16
Cargo por Energía			\$ 195.25	\$ 195.25
CVC (B/. kWh)			\$ 11.07	\$ 11.07
Total Facturado USD			\$ 208.48	\$ 208.48
USD / kWh			\$ 0.2175	\$ 0.2175

COMERCIAL ENSA

	Com1	Com2	Com3
kWh / mes	2,500.00	13,374.90	33,118.70
kW max	104.17	557.29	1,379.95
BTD			
Cargo Fijo	\$ 4.6800	\$ 4.6800	\$ 4.6800
Cargo por Demanda Máxima	\$ 1,153.1250	\$ 6,169.1726	\$ 15,276.0004
Cargo por Energía de los 1eros. 10,000 kWh	\$ 430.8750	\$ 1,723.5000	\$ 1,723.5000
Cargo por Energía por los siguientes kWh de 10,0001 a 30,000		\$ 601.6434	\$ 3,565.4000
Cargo por Energía por los siguientes kWh de 30,0001 a 50,000			\$ 579.4856
Cargo por Energía por los siguientes kWh en exceso de 50,001			
CVC (B/. kWh)	\$ 33.5000	\$ 179.2237	\$ 443.7906
Total Facturado USD	\$ 1,622.1800	\$ 8,678.2197	\$ 21,592.8566
USD / kWh	\$ 0.6489	\$ 0.6488	\$ 0.6520
BTH			
Cargo Fijo	\$ 4.6800	\$ 4.6800	\$ 4.6800
Cargo por Demanda Máxima en Período de Punta	\$ 201.0005	\$ 1,075.3445	\$ 2,662.7499
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta	\$ -	\$ -	\$ -
Cargo por Energía en Período de Punta	\$ 306.3260	\$ 1,638.8319	\$ 4,058.0476
Cargo por Energía Fuera de Punta	\$ 99.2671	\$ 531.0748	\$ 1,315.0385
CVC (B/. kWh)	\$ 30.2250	\$ 161.7025	\$ 400.4051
Total Facturado USD	\$ 641.4986	\$ 3,411.6338	\$ 8,440.9210
USD / kWh	\$ 0.2566	\$ 0.2551	\$ 0.2549

INDUSTRIAL ENSA						
	Ind1	Ind2	Ind3	Ind4	Ind5	Ind Prom
kWh / mes	11712.13996	282639.0312	781995.0172	1597984.726	4890228.819	55036.99116
kW max	25.50971055	615.6039717	1703.229863	3480.502108	10651.198	119.8737138
MTD						
Cargo Fijo	\$ 8.3700	\$ 8.3700	\$ 8.3700	\$ 8.3700	\$ 8.3700	\$ 8.3700
Cargo por Demanda Máxima	\$ 251.5257	\$ 6,069.8552	\$ 16,793.8464	\$ 34,317.7508	\$ 105,020.8123	\$ 1,181.9548
Cargo por Energía	\$ 1,631.2669	\$ 39,365.9643	\$ 108,916.2660	\$ 222,567.3127	\$ 681,111.0700	\$ 7,665.5521
CVC (B/. kWh)	\$ 123.6802	\$ 2,984.6682	\$ 8,257.8674	\$ 16,874.7187	\$ 51,640.8163	\$ 581.1906
Total Facturado USD	\$ 2,014.8428	\$ 48,428.8576	\$ 133,976.3498	\$ 273,768.1521	\$ 837,781.0686	\$ 9,437.0676
USD / kWh	\$ 0.1720	\$ 0.1713	\$ 0.1713	\$ 0.1713	\$ 0.1713	\$ 0.1715
MTH						
Cargo Fijo	8.3700	8.3700	8.3700	8.3700	8.3700	8.3700
Cargo por Demanda Máxima en Período de Punta	433.1549	10452.9554	28920.8431	59098.9258	180857.3420	2035.4557
Cargo por Demanda Máxima fuera de Punta	40.2336	970.9228	2686.3126	5489.4038	16798.9346	189.0633
Cargo por Energía en Punta	557.9567	13464.6910	37253.5994	76126.6780	232966.4788	2621.9170
Cargo por Energía Fuera de Punta	55.1687	1331.3401	3683.5016	7527.1315	23034.8857	259.2457
CVC (B/. kWh)	84.6788	2043.4802	5653.8240	11553.4296	35356.3544	397.9174
Total Facturado USD	1179.5627	28271.7595	78206.4507	159803.9388	489022.3654	5511.9691
USD / kWh	0.1007	0.1000	0.1000	0.1000	0.1000	0.1002

RESIDENCIAL DisNorte-DisSur

	Res1	Res2	Res3	Res4
kWh / mes	168.42	318.94	550.00	958.33
T-0				
Primeros 25 kWh	\$ 2.05	\$ 2.05	\$ 2.05	\$ 2.05
Siguientes 25 kWh	\$ 4.41	\$ 4.41	\$ 4.41	\$ 4.41
Siguientes 50 kWh	\$ 9.25	\$ 9.25	\$ 9.25	\$ 9.25
Siguientes 50 kWh	\$ 12.22	\$ 12.22	\$ 12.22	\$ 12.22
Siguientes 350 kWh	\$ 4.25	\$ 38.93	\$ 80.66	\$ 80.66
Siguientes 500 kWh			\$ 18.30	\$ 167.77
Adicionales a 1000 kWh				
Comercialización	\$ 2.91	\$ 2.91	\$ 5.41	\$ 5.41
Total Facturado USD	\$ 35.08	\$ 69.77	\$ 132.30	\$ 281.77
Dólar / kWh	\$ 0.2083	\$ 0.2187	\$ 0.2405	\$ 0.2940

COMERCIAL DisNorte-DisSur

Factor de Carga	0.364761848	Días facturados/mes	26
	Com1	Com2	Com3
kWh / mes	2,500.00	13,374.90	33,118.70
kW Max / día	10.98	58.76	145.51
T-1			
> 150 kWh	\$ 599.05		
Comercialización	\$ 4.75		
Total Facturado USD	\$ 603.79		
USD / kWh	\$ 0.2415		
T-1A			
Todos los kWh	\$ 434.25		
kW de demanda max. / mes	\$ 227.33		
Comercialización	\$ 4.75		
Total Facturado USD	\$ 666.32		
Dólar / kWh	\$ 0.2665		
T-2			
Todos los kWh		\$ 2,402.39	\$ 5,948.76
kW de demanda max. / mes		\$ 1,258.12	\$ 3,115.34
Comercialización		\$ 68.21	\$ 68.21
Total Facturado USD		\$ 3,728.73	\$ 9,132.31
Dólar / kWh		\$ 0.2788	\$ 0.2757

INDUSTRIAL DisNorte-DisSur

Factor de Carga	0.735776873					26
	Ind1	Ind2	Días facturados/mes	Ind4	Ind5	
kWh / mes	11,712.14	282,639.03	781,995.02	1,597,984.73	4,890,228.82	55,036.99
kW Max / día	25.51	615.60	1,703.23	3,480.50	10,651.20	119.87
T-4D						
Todos los kWh	1,700.14					7,989.21
Comercialización	68.21					68.21
kW de demanda max. / mes	421.59					1,981.13
Total Facturado USD	2,189.95					10,038.54
USD / kWh	0.1870					0.1824
T-4E						
Verano Punta kWh	\$ 13.12					\$ 61.66
Invierno Punta kWh						
Verano fuera de Punta kWh	\$ 55.01					\$ 258.51
Invierno fuera de Punta kWh						
Comercialización	\$ 68.21					\$ 68.21
Verano Punta kW max	\$ 374.46					\$ 1,759.65
Invierno Punta kW max						
Verano fuera de Punta kW max	\$ 545.49					\$ 2,563.34
Invierno fuera de Punta kW max						
Total Facturado USD	\$ 1,056.30					\$ 4,711.36
USD / kWh	\$ 0.0902					\$ 0.0856

T-5D								
Todos los kWh		42,089.77	116,452.38	237,967.15	728,238.39			
kW de demanda max.		10,593.34	29,309.27	59,892.66	183,286.36			
Comercialización		113.68	113.68	113.68	113.68			
Total Facturado USD		52,796.80	145,875.33	297,973.50	911,638.44			
USD / kWh		0.1868	0.1865	0.1865	0.1864			
T-5E								
Verano Punta kWh	\$	8,514.39	23,557.31	48,138.69	147,316.31			
Verano fuera de Punta kWh	\$	35,483.73	98,175.06	200,617.95	613,940.60			
Verano Punta kW max	\$	9,417.86	26,056.97	53,246.69	162,948.06			
Verano fuera de Punta kW max	\$	-	-	-	-			
Comercialización	\$	113.68	113.68	113.68	113.68			
Total Facturado USD	\$	53,529.67	147,903.02	302,117.02	924,318.66			
USD / kWh	\$	0.1894	0.1891	0.1891	0.1890			

RESIDENCIAL CFE

	Res1	Res2	Res3	Res4
kWh / mes	168.42	318.94	550.00	958.33
Tarifa 1				
Consumo Básico (cada kWh) (75 kWh)	\$ 2.92			
Consumo Intermedio (cada kWh) (siguientes 64 kWh)	\$ 3.05			
Consumo excedente (cada kWh adicional)	\$ 3.91			
Total Facturado USD	\$ 9.89			
Dólar / kWh	\$ 0.059			
Tarifa 1 DAC				
Cargo fijo (MXP/mes)		\$ 4.70	\$ 4.70	\$ 4.70
Energía (cada kWh)		\$ 65.16	\$ 112.36	\$ 195.78
Total Facturado USD		\$ 69.86	\$ 117.06	\$ 200.48
Dólar / kWh		\$ 0.219	\$ 0.213	\$ 0.209

COMERCIAL CFE

Factor de Carga	0.364761848	Días facturados/mes	26
	Com1	Com2	Com3
kWh / mes	2,500.00	13,374.90	33,118.70
kW Max / día	10.98	58.76	145.51
Tarifa 2			
Cargo fijo (mensual)	\$ 3.11		
Energía (cada kWh) 1-50	\$ 6.10		
Energía (cada kWh) 51-100	\$ 7.36		
Energía (cada kWh) Adicional	\$ 389.19		
Total Facturado USD	\$ 405.75		
USD / kWh	\$ 0.162		
Tarifa 3			
Cargo por demanda (cada kW)	\$ 828.75	\$ 2,052.13	
Cargo por energía (cada kWh)	\$ 1,151.84	\$ 2,852.16	
Total Facturado USD	\$ 1,980.58	\$ 4,904.29	
USD / kWh	\$ 0.148	\$ 0.148	\$ 0.148

INDUSTRIAL CFE

Factor de Carga	Días facturados/mes					Ind Prom
	Ind1	Ind2	Ind3	Ind4	Ind5	
Factor de Carga	0.735776873					26
kWh / mes	11,712.14	282,639.03	781,995.02	1,597,984.73	4,890,228.82	55,036.99
kW Max / día	25.51	615.60	1,703.23	3,480.50	10,651.20	119.87
Tarifa O-M						
Demanda (cada kW)	248.13					
Energía (cada kWh)	811.75					
Total Facturado USD	1,059.87					
USD / kWh	0.0905					
Tarifa O-MF						
Cargo fijo por energía comprometida	858.9558943					
Por kW máxima	248.1265403					
Total Facturado USD	1107.0824					
USD / kWh	0.0945					
Tarifa H-M						
Demanda facturable (kW)		6,528.87	18,063.84	36,912.94	112,962.73	1,271.34
Energía Punta (kWh)		4,326.341	11,969.957	24,460.269	74,854.478	842.4483618
Energía Intermedia (kWh)		11,269.048	31,178.778	63,712.952	194,977.405	2194.369648
Energía Base (kWh)		2,191.103	6,062.262	12,388.061	37,910.533	426.6634071
Total Facturado USD		\$ 24,315.36	\$ 67,274.83	\$ 137,474.22	\$ 420,705.15	\$ 4,734.82
USD / kWh		\$ 0.086	\$ 0.086	\$ 0.086	\$ 0.086	\$ 0.086
Tarifa H-M						
Por kWh de energía comprometida en punta		4,531.868	12,538.602	25,622.280	78410.51828	882.4697
Por kWh de energía comprometida intermedia		12,040.554	33,313.352	68,074.894	208326.0261	2344.6015
Por kWh de energía comprometida en base		2,341.129	6,477.348	13,236.278	40506.28712	455.8773
Por kW de demanda facturable		6528.871698	18063.8361	36912.93876	112962.7299	1271.3370
Total Facturado USD		\$ 25,442.42	\$ 70,393.14	\$ 143,846.39	\$ 440,205.56	\$ 4,954.29
USD / kWh		\$ 0.0900	\$ 0.0900	\$ 0.0900	\$ 0.0900	\$ 0.0900

RESIDENCIAL CAESS

	Res1	Res2	Res3	Res4
kWh / mes	168.42	318.94	550	958.33333333
Cargo por comercialización (cargo fijo)	0.8685210	0.8685210	0.8685210	0.8685210
Cargo de energía	22.53046344	42.51823926	73.406109	127.9917007
Cargo de Distribución	5.25288762	11.19416104	20.786848	37.73921467
Total facturado USD	28.65	54.58	95.06	166.60
USD / kWh	0.170	0.171	0.173	0.174

COMERCIAL CAESS

	Com1	Com2	Com3
Factor de Carga	0.364761848		26
kWh / mes	2,500.00	13,374.90	33,118.70
kW Max / día	10.98	58.76	145.51
Cargo por comercialización (cargo fijo)	0.868521		
Cargo de energía	334.505		
Cargo de Distribución kW	144.9770244		
Total facturado USD	480.3505454		
USD / kWh	0.1921		
Cargo por comercialización (cargo fijo)		13.027817	13.027817
Energía en Punta		71.19577451	176.2937665
Energía en Resto		1654.216795	4096.143504
Energía en Valle		75.03230579	185.79372
Potencia		775.6212816	1920.580232
Total facturado USD		2589.093974	6391.83904
USD / kWh		0.1936	0.1930

RESIDENCIAL Codensa

Factor de carga	0.721		Días facturados/m	30
	Res1	Res2	Res3	Res4
kWh / mes	168.42	318.94	550	958.3333333
E4				
Todo consumo	\$ 26.00	\$ 49.23	\$ 84.90	\$ 147.93
Total Facturado USD	\$ 26.00	\$ 49.23	\$ 84.90	\$ 147.93
Dólar / kWh	\$ 0.1544	\$ 0.1544	\$ 0.1544	\$ 0.1544

COMERCIAL Codensa

Factor de Carga	0.364761848		26
	Com1	Com2	Com3
kWh / mes	2,500.00	13,374.90	33,118.70
kW Max / día	10.98	58.76	145.51
Ind y Com con contribución / Nivel 1			
Sencilla	\$ 463.10	\$ 2,477.57	\$ 6,134.91
Total Facturado USD	\$ 463.10	\$ 2,477.57	\$ 6,134.91
USD / kWh	\$ 0.1852	\$ 0.1852	\$ 0.1852
Horario			
Punta	\$ 168.53	\$ 901.60	\$ 2,232.53
Fuera de punta	\$ 281.91	\$ 1,508.21	\$ 3,734.60
Total Facturado USD	\$ 450.44	\$ 2,409.81	\$ 5,967.13
USD / kWh	\$ 0.1802	\$ 0.1802	\$ 0.1802

RESIDENCIAL Chilquinta				
	Res1	Res2	Res3	Res4
kWh mes	168.42	318.94	550.00	958.33
kW máx			1.0472	1.8246
BT -1				
Cargo fijo (\$/mes)	\$ 1.9772	\$ 1.9772	\$ 1.9772	\$ 1.9772
Energía base (\$/kWh)	\$ 38.0079	\$ 71.9762	\$ 124.1202	\$ 216.2701
Energía adicional de invierno (\$/kWh)			\$ 62.7663	\$ 190.9141
Cargo único por uso del sistema troncal (\$/kWh)	\$ 0.3881	\$ 0.7350	\$ 1.2675	\$ 2.2084
Total Facturado USD	\$ 40.3732	\$ 74.6883	\$ 190.1311	\$ 411.3698
IVA	\$ 7.6709	\$ 14.1908	\$ 36.1249	\$ 78.1603
Dólar / kWh	\$ 0.1942	\$ 0.1897	\$ 0.2800	\$ 0.3477

COMERCIAL Chilquinta

	Com1	Com2	Com3
kWh	2,500.00	13,374.90	33,118.70
kW	104.17	557.29	1,379.95
BT - 2			
Cargo fijo BT-2 (\$/mes)	1.9772	1.9772	1.9772
Energía (\$/kWh)	343.7831	1839.2259	4554.2599
Cargo mensual por potencia			
Parcialmente presente en punta	56.9027	304.4274	753.8180
Presente en punta	135.4101	724.4385	1793.8422
Cargo único por uso del sistema troncal (\$/kWh)	5.7611	30.8219	76.3206
Total USD	543.8342	2900.8908	7180.2179
IVA	103.3285	551.1693	1364.2414
Total Facturado USD	440.5057	2349.7216	5815.9765
USD / kWh	\$ 0.1762	\$ 0.1757	\$ 0.1756
BT - 3			
Cargo fijo BT-3 (\$/mes)	3.3501	3.3501	3.3501
Energía (\$/kWh)	343.7831	1839.2259	4554.2599
Cargo mensual por potencia			
Parcialmente presente en punta	200.8588	1074.5865	2660.8729
Presente en punta	293.2211	1568.7210	3884.4403
Cargo único por uso del sistema troncal (\$/kWh)	5.7611	30.8219	76.3206
Total USD	846.9742	4516.7054	11179.2438
IVA	160.9251	858.1740	2124.0563
Total Facturado USD	686.0491	3658.5314	9055.1875
USD / kWh	\$ 0.2744	\$ 0.2735	\$ 0.2734

BT - 4.1			
Cargo fijo BT-4.1 (\$/mes)	1.9772	1.9772	1.9772
Energía (\$/kWh)	343.7831	1839.2259	4554.2599
Cargo mensual por potencia			
Parcialmente presente en punta	50.3651	269.4512	667.2105
Presente en punta	242.8560	1299.2698	3217.2297
Cargo único por uso del sistema troncal (\$/kWh)	5.761	30.8219	76.3206
Total USD	644.7425	3440.7459	8516.9979
IVA	122.5011	653.7417	1618.2296
Total Facturado USD	522.2414	2787.0042	6898.7683
USD / kWh	\$ 0.2744	\$ 0.2735	\$ 0.2734
BT - 4.2			
Cargo fijo BT-2 (\$/mes)	3.3501	3.3501	3.3501
Energía (\$/kWh)	343.7831	1839.2259	4554.2599
Cargo mensual por potencia			
Parcialmente presente en punta	50.3651	269.4512	667.2105
Presente en punta	242.8560	1299.2698	3217.2297
Cargo único por uso del sistema troncal (\$/kWh)	5.761	30.8219	76.3206
Total USD	646.1154	3442.1189	8518.3709
IVA	122.7619	654.0026	1618.4905
Total Facturado USD	523.3535	2788.1163	6899.8804
USD / kWh	\$ 0.2744	\$ 0.2735	\$ 0.2734
BT - 4.3			
Cargo fijo BT-4.3 (\$/mes)	3.4881	3.4881	3.4881
Energía (\$/kWh)	343.7831	1839.2259	4554.2599
Cargo mensual por potencia			
Parcialmente presente en punta	50.3651	269.4512	667.2105
Presente en punta	242.8560	1299.2698	3217.2297
Cargo único por uso del sistema troncal (\$/kWh)	5.761	30.8219	76.3206
Total USD	646.2535	3442.2569	8518.5089
IVA	122.7882	654.0288	1618.5167
Total Facturado USD	523.4653	2788.2281	6899.9922
USD / kWh	\$ 0.2744	\$ 0.2735	\$ 0.2734

INDUSTRIAL Chilquinta

	Ind5	Ind4	Ind3	Ind2	Ind1	Ind6 Prom
kWh / mes	11712.13996	282639.0312	781995.0172	1597984.726	4890228.819	55036.99116
kW max	25.50971055	615.6039717	1703.229863	3480.502108	10651.198	119.8737138
AT - 2						
Cargo fijo BT-2 (\$/mes)	1.9772	1.9772	1.9772	1.9772	1.9772	1.9772
Energía (\$/kWh)	1518.9832	36656.3182	101419.3195	207247.5143	634228.6947	7137.9153
Cargo mensual por potencia						
Parcialmente presente en punta	431.1245	10403.9584	28785.2800	58821.9065	180009.5943	2025.9147
Presente en punta	431.1245	10403.9584	28785.2800	58821.9065	180009.5943	2025.9147
Cargo único por uso del sistema troncal (\$/kWh)	26.9901	651.3293	1802.0733	3682.4858	11269.3182	126.8303
Total USD	2410.1995	58117.5415	160793.9299	328575.7902	1005519.1786	11318.5522
IVA	457.9379	11042.3329	30550.8467	62429.4001	191048.6439	2150.5249
Total Facturado USD	1952.2616	47075.2086	130243.0832	266146.3900	814470.5347	9168.0273
USD / kWh	\$ 0.1667	\$ 0.1666	\$ 0.1666	\$ 0.1666	\$ 0.1666	\$ 0.1666
AT - 3						
Cargo fijo BT-3 (\$/mes)	3.3501	3.3501	3.3501	3.3501	3.3501	3.3501
Energía (\$/kWh)	1518.9832	36656.3182	101419.3195	207247.5143	634228.6947	7137.9153
Cargo mensual por potencia						
Parcialmente presente en punta	431.1245	10403.9584	28785.2800	58821.9065	180009.5943	2025.9147
Presente en punta	431.1245	10403.9584	28785.2800	58821.9065	180009.5943	2025.9147
Cargo único por uso del sistema troncal (\$/kWh)	26.9901	651.3293	1802.0733	3682.4858	11269.3182	126.8303
Total USD	2411.5724	58118.9145	160795.3029	328577.1631	1005520.5516	11319.9251
IVA	458.1988	11042.5938	30551.1075	62429.6610	191048.9048	2150.7858
Total Facturado USD	1953.3737	47076.3207	130244.1953	266147.5021	814471.6468	9169.1394
USD / kWh	\$ 0.1668	\$ 0.1666	\$ 0.1666	\$ 0.1666	\$ 0.1666	\$ 0.1666

BT - 4.1									
Cargo fijo BT-4.1 (\$/mes)	1.9772	1.9772	1.9772	1.9772	1.9772	1.9772	1.9772	1.9772	1.9772
Energía (\$/kWh)	1518.9832	36656.3182	101419.3195	207247.5143	634228.6947	7137.9153			
Cargo mensual por potencia									
Parcialmente presente en punta	132.1578	3189.2506	8823.8984	18031.3871	55180.5078	621.0280			
Presente en punta	314.4926	7589.3812	20998.0138	42908.8480	131311.6963	1477.8451			
Cargo único por uso del sistema troncal (\$/kWh)	26.9901	651.3293	1802.0733	3682.4858	11269.3182	126.8303			
Total USD	1994.6009	48088.2565	133045.2821	271872.2123	831992.1942	9365.5959			
IVA	378.9742	9136.7687	25278.6036	51655.7203	158078.5169	1779.4632			
Total Facturado USD	1615.6267	38951.4878	107766.6785	220216.4920	673913.6773	7586.1327			
USD / kWh	\$ 0.1379	\$ 0.1378	\$ 0.1378	\$ 0.1378	\$ 0.1378	\$ 0.1378			
AT - 4.2									
Cargo fijo BT-2 (\$/mes)	3.4881	3.4881	3.4881	3.4881	3.4881	3.4881	3.4881	3.4881	3.4881
Energía (\$/kWh)	1518.9832	36656.3182	101419.3195	207247.5143	634228.6947	7137.9153			
Cargo mensual por potencia									
Parcialmente presente en punta	132.1578	3189.2506	8823.8984	18031.3871	55180.5078	621.0280			
Presente en punta	314.4926	7589.3812	20998.0138	42908.8480	131311.6963	1477.8451			
Cargo único por uso del sistema troncal (\$/kWh)	26.990	651.329	1802.073	3682.486	11269.318	126.830			
Total USD	1996.1118	48089.7674	133046.7931	271873.7233	831993.7052	9367.1069			
IVA	379.2612	9137.0558	25278.8907	51656.0074	158078.8040	1779.7503			
Total Facturado USD	1616.8506	38952.7116	107767.9024	220217.7159	673914.9012	7587.3566			
USD / kWh	\$ 0.1380	\$ 0.1378	\$ 0.1378	\$ 0.1378	\$ 0.1378	\$ 0.1378			
AT - 4.3									
Cargo fijo BT-4.3 (\$/mes)	0.1297	0.1297	0.1297	0.1297	0.1297	0.1297	0.1297	0.1297	0.1297
Energía (\$/kWh)	1518.9832	36656.3182	101419.3195	207247.5143	634228.6947	7137.9153			
Cargo mensual por potencia									
Parcialmente presente en punta	132.1578	3189.2506	8823.8984	18031.3871	55180.5078	621.0280			
Presente en punta	314.4926	7589.3812	20998.0138	42908.8480	131311.6963	1477.8451			
Cargo único por uso del sistema troncal (\$/kWh)	26.990	651.329	1802.073	3682.486	11269.318	126.830			
Total USD	1992.7534	48086.4090	133043.4346	271870.3648	831990.3467	9363.7484			
IVA	378.6231	9136.4177	25278.2526	51655.3693	158078.1659	1779.1122			
Total Facturado USD	1614.1303	38949.9913	107765.1820	220214.9955	673912.1808	7584.6362			
USD / kWh	\$ 0.1378	\$ 0.1378	\$ 0.1378	\$ 0.1378	\$ 0.1378	\$ 0.1378			

Bibliografía

- [1] IEA. International Energy Agency. *Renewables For Power Generation*. OECD, París, Francia., 2003.
- [2] U.S. Energy Information Administrator Data Base. <https://www.eia.gov/electricity/data.php>, En línea; Consultado el 20/3/17.
- [3] R. Campo. *Modelos de Mercado, Regulación Económica y Tarifas en el Sector Eléctrico de Nicaragua*. Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), 2014.
- [4] Gutiérrez R. López D. Chanto, J. *Encuesta de Consumo Energético Nacional en el Sector Público*. Dirección Sectorial de Energía (DSE). Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE), San José, Costa Rica., 2015.
- [5] Gutiérrez R. Monge P. López D. Chanto, J. *Encuesta de Consumo Energético Nacional en el Sector Industrial*. Dirección Sectorial de Energía (DSE). Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE), San José, Costa Rica., 2014.
- [6] World Energy Council. <https://www.worldenergy.org/data/resources/country/>, En línea; Consultado el 25/7/17.
- [7] Banco Central de Chile. Tasa de cambio. <http://si3.bcentral.cl/Indicadoressiete/secure/Indicadoresdiarios.aspx>, En línea; Consultado el 6/02/17.
- [8] Centro Nacional de Control de Energía. *Generación y Demanda. Informe Anual 2015*. Instituto Costarricense de Electricidad., San José, Costa Rica., 2016.
- [9] Banco Central de Costa Rica. Tipo de cambio. <http://indicadoreseconomicos.bccr.fi.cr/indicadoreseconomicos/cuadros/frmvercatcuadro.aspx?CodCuadro=400>, En línea; Consultado el 6/02/17.
- [10] Instituto Costarricense de Electricidad. *Datos estadísticos*. San José, Costa Rica., información suministrada. edition, 2017.
- [11] Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). *ICE Sector Electricidad y Otras Empresas Eléctricas Internacionales: Datos comparativos sobre precios y otras variables*. Instituto Costarricense de Electricidad., San José, Costa Rica., 2006.

- [12] Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). *Costa Rica: Matriz eléctrica. Un modelo sostenible, único en el mundo*. Instituto Costarricense de Electricidad., San José, Costa Rica., 2015.
- [13] Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). Pliego tarifario ice. <https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/669c79e9-84c9-4682-b63b-136238ebc7e2/tarifas+ice+gaceta+alcance+106+junio+27+2016.pdf?MOD=AJPERES>, En línea; Consultado el 5/1/17.
- [14] Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones *Calculador Tarifario*. <http://estadisticas.cne.gob.sv/FacturaElectrica/>, En línea; Consultado el 2/2/17.
- [15] Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones *Pliego Tarifario CAESS*. <https://www.siget.gob.sv/temas/electricidad/documentos/tarifas-de-electricidad/>, En línea; Consultado el 2/2/17.
- [16] Comisión Federal de Energía (CFE) *Tarifas Comercial*. http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/tarifas_negocio.asp, En línea; Consultado el 4/1/17.
- [17] Comisión Federal de Energía (CFE) *Tarifas Comercial*. http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/tarifas_negocio.asp?Tarifa=CMABT&Anio=2017, En línea; Consultado el 4/1/17.
- [18] Comisión Federal de Energía (CFE) *Tarifas Doméstica de Alto Consumo*. http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/Tarifas_casa.asp?Tarifa=DACAnual2003&anio=2017, En línea; Consultado el 4/1/17.
- [19] Comisión Federal de Energía (CFE) *Tarifas Hogares*. http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/tarifas_casa.asp, En línea; Consultado el 4/1/17.
- [20] Comisión Federal de Energía (CFE) *Tarifas Hogares*. http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/Tarifas_casa.asp?Tarifa=DACAnual2003&anio=2017, En línea; Consultado el 4/1/17.
- [21] Comisión Federal de Energía (CFE) *Tarifas Industrial*. http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/tarifas_industria.asp, En línea; Consultado el 4/1/17.
- [22] Comisión Federal de Energía (CFE) *Tarifas Industrial*. http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/Tarifas_industria.asp?Tarifa=CMABT&Anio=2017, En línea; Consultado el 4/1/17.
- [23] Concejo Nacional de Energía (CNE). http://www.cne.gob.sv/?page_id=645, En línea; Consultado el 27/8/17.
- [24] Dirección Sectorial de Energía (DSE). *Encuesta de consumo de energía en el sector Residencial. Año 2012*. Ministerio de Ambiente y Energía MINAE, San José, Costa Rica., 2013.
- [25] Dirección Sectorial de Energía (DSE). *Encuesta de Consumo Energético Nacional en el Sector Residencial de Costa Rica: Año 2012*. Dirección Sectorial de Energía (DSE). Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE), San José, Costa Rica., 2013.

- [26] Dirección Sectorial de Energía (DSE). *Curva Típica Residencial*. San José, Costa Rica., información suministrada. edition, 2017.
- [27] Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE). *Calculadora Tarifaria EEGSA*. http://www.cnee.gob.gt/Calculadora/facturas_dem.php, En línea; Consultado el 10/2/17.
- [28] Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE). *Pliego Tarifario EEGSA*. <http://www.cnee.gob.gt/Calculadora/pliegos.php>, En línea; Consultado el 10/2/17.
- [29] Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE). *Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista*. <http://www.cnee.gob.gt/pdf/marco-legal/Reglamento%20del%20AMM.pdf>, En línea; Consultado el 10/2/17.
- [30] Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE). *Tipos de Tarifas*. <http://www.cnee.gob.gt/xhtml/usuario/Categorias%20tarifarias.html>, En línea; Consultado el 10/2/17.
- [31] Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE). *Cálculos Tarifarios*. <http://www.enee.hn/index.php/atencion-al-cliente/757-calculos-tarifas>, En línea; Consultado el 30/1/17.
- [32] Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE). *Pliego Tarifario y Normativa*. <http://www.tzibalnaah.unah.edu.hn/bitstream/handle/123456789/3515/20160420.pdf?sequence=2&isAllowed=y>, En línea; Consultado el 30/1/17.
- [33] Instituto Nicaragüense de Energía. *Pliego Tarifario Disnorte-Dissur*. <http://www.mem.gob.ni/media/file/ELECTRICIDAD/Tarifas%20Electricas%20DnDs%20Mayo2015.pdf>, En línea; Consultado el 2/2/17.
- [34] Instituto Nicaragüense de Energía. *Pliego Tarifario Disnorte-Dissur*. http://www.ine.gob.ni/DGE/tarifasdge/2017/01/ptarifario_aplicada_enero_2017_BT1.pdf, En línea; Consultado el 2/2/17.
- [35] Instituto Nicaragüense de Energía. *Pliego Tarifario Disnorte-Dissur*. http://www.ine.gob.ni/DGE/tarifasdge/2017/01/ptarifario_aplicada_enero_2017_MT1.pdf, En línea; Consultado el 2/2/17.
- [36] Instituto Nicaragüense de Energía. *Verificador de factura*. <http://www.ine.gob.ni/DGE/CalculoFactura/CalculoFactura.php>, En línea; Consultado el 2/2/17.
- [37] Compañía Nacional de Fuerza y Luz. *Pliego Tarifario CNFL*. Pliego tarifario cnfl. <https://www.cnfl.go.cr/servicios-residenciales-sr/tarifas-vigentes-sr>, En línea; Consultado el 5/1/17.
- [38] Banco de Guatemala. Tipo de cambio. <http://www.banguat.gob.gt/cambio/>, En línea; Consultado el 6/02/17.
- [39] Banco Central de Honduras. Precio promedio del dólar. <http://www.bch.hn/esteco/ianalisis/tcdint.pdf>, En línea; Consultado el 6/02/17.

- [40] Escuela de Ingeniería Eléctrica. *Curvas de demanda en por unidad*. Escuela de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Costa Rica., San José, Costa Rica., información suministrada por medio de la dirección sectorial de energía (dse). edition, 2017.
- [41] Banco de la República de Colombia. Tasa de cambio. <http://www.banrep.gov.co/es/trm>, En línea; Consultado el 6/02/17.
- [42] Banco de México. Tipo de cambio. <http://www.banxico.org.mx/portal-mercado-cambiario/>, En línea; Consultado el 6/02/17.
- [43] Banco Central de Nicaragua. Tipo de cambio. http://www.bcn.gob.ni/estadisticas/mercados_cambiaros/tipo_cambio/cordoba_dolar/index.php, En línea; Consultado el 6/02/17.
- [44] Autoridad Reguladora de Servicios Públicos. Tarifarios costa rica. <https://aresep.go.cr/electricidad/tarifas#>, En línea; Consultado el 5/1/17.
- [45] Autoridad Reguladora de Servicios Públicos. Estadísticas. <https://aresep.go.cr/electricidad/estadisticas>, En línea; Consultado el 5/4/17.
- [46] Deloitte. *Sector energía II: Mercado eléctrico e inversión. Chile*. 2016.
- [47] Jesurun-Clements N. Mercado J. Trujillo C. Echeverría, C. *Integración Eléctrica Centroamericana: Génesis, Beneficios y Prospectiva del Proyecto SIEPAC. Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central*. BID. Banco Interamericano de Desarrollo., 2017.
- [48] J. Fernández. *100 Años de Actividad Eléctrica en Costa Rica: 1884-1984*. ICE, San José, Costa Rica., 1985.
- [49] N. Fernández. *Análisis de los mercados de energía eléctrica en EEUU, Brasil, Polonia y otros 5 países. Estudio de correlaciones con los principales ratios macroeconómicos*. Escuela Técnica Superior de Ingeniería ICAI, Universidad Pontificia ICAE-ICADE Comillas, Madrid., 2012.
- [50] W. Flores. *Mejorando el acceso a los mercados energéticos Honduras*. Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), 2014.
- [51] W. Flores. *Mejorando el Acceso a los Mercados Energéticos. Honduras*. Organización Latinoamericana de Energía OLADE., 2014.
- [52] G. Gil. *La Energía en cifras: Una perspectiva global*. Alfa y Omega Grupo Editor S.A, Ciudad de México, México., isbn:978-607-707-616-2. edition, 2014.
- [53] ICE. *Costa Rica: Matriz eléctrica. Un modelo sostenible, único en el mundo*. Dirección Comunicación e Identidad Corporativa – Instituto Costarricense de Electricidad, San José, Costa Rica., 2015.
- [54] International Energy Agency (IEA). *Energy Policies of IEA Countries: The United States, 2014 Review*. OCDE/IEA, París, Francia., 2016.

- [55] International Energy Agency (IEA). *Energy Prices and Taxes. Quaterly Statistics. Second Quarter 2016*. OCDE/IEA, París, Francia., 2016.
- [56] KPMG. *Oportunidades en el sector eléctrico en México*. Global Strategy Group, Ciudad de México, México., 2016.
- [57] J. Millán. *Entre el mercado y el Estado: tres décadas de reformas en el sector eléctrico de América Latina*. BID. Banco Interamericano de Desarrollo., Washington, D.C., EE.UU., 2006.
- [58] MINAE. *VII Plan Nacional de Energía 2015-2030*. Ministerio de Ambiente y Energía, San José, Costa Rica., 2015.
- [59] C. Montaña. *Modelos de Mercado, Regulación Económica y Tarifas del Sector Eléctrico en América Latina y el Caribe - Colombia*. Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), 2013.
- [60] B. et al editores Moselle. *Electricidad Verde: Energías Renovables y Sistema Eléctrico*. Marcial Pons, Madrid-Barcelona-Buenos Aires., isbn:978-84-9768-793-5. edition, 2014.
- [61] OECD/IEA. *Energy Policies of IEA countries. The United States 2014 Review*. International Energy Agency, Francia., 2014.
- [62] OLADE. *Informe V: Caracterización del comportamiento de la demanda de energía eléctrica mediante mediciones y encuestas*. Compañía Nacional de Fuerza y Luz, San José, Costa Rica., 1993.
- [63] OLADE.SIER. <http://sier.olade.org/consultas/olap.aspx?oc=30002&or=30002&ss=2&v=1>, En línea; Consultado el 20/5/17.
- [64] Comisión Económica para América Latina (CEPAL). Sede Regional en México. *Centroamérica: estadísticas del subsector eléctrico, 2014*. Naciones Unidas, Ciudad de México, México., 2015.
- [65] Comisión Económica para América Latina (CEPAL). Sede Regional en México. *Estadísticas del subsector eléctrico de los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA), 2015*. Naciones Unidas, Ciudad de México, México., 2015.
- [66] C. Rafael. *Estudio Comparativo de Modelos de Mercado Eléctrico, Estructura Institucional, Métodos de Regulación y Estructuras Tarifarias*. Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), 2015.
- [67] CHILQUINTA Clientes. <https://www.chilquinta.cl/uploads/2012/10/20121025204946-memoria-vf.pdf>, En línea; Consultado el 27/3/17.
- [68] CODENSA Clientes. http://corporativo.codensa.com.co/ES/PRENSA/CENTRODOCUMENTAL/Informes%20Anuales/Memoria%20Anual%20CODENSA_2015.pdf, En línea; Consultado el 27/3/17.
- [69] Elektra Noreste S.A. (ENSA). CVC. https://www.ensa.com.pa/sites/default/files/cvc_enero_2017.pdf, En línea; Consultado el 31/1/17.

- [70] Banco Mundial *Datos país*. Año 2015. <http://databank.bancomundial.org/data/reports.aspx?source=indicadores-del-desarrollo-mundial>, En línea; Consultado el 4/11/16.
- [71] PROCOMER. *Flujo comercial*. <http://servicios.procomer.go.cr/estadisticas/inicio.aspx>, En línea. Consultado el 13/11/16.
- [72] Elektra Noreste S.A. (ENSA). *Fondo de Estabilización Tarifaria*. <https://www.ensa.com.pa/fondo-de-estabilizacion-tarifaria-fet>, En línea; Consultado el 31/1/17.
- [73] CHILQUINTA *Normativa*. <https://www.chilquinta.cl/uploads/2012/09/20120902231711-decreto-vad385.pdf>, En línea; Consultado el 27/3/17.
- [74] Elektra Noreste S.A. (ENSA). *Normativa*. <https://www.ensa.com.pa/apendice-condiciones-generales-de-aplicacion-de-las-tarifas>, En línea; Consultado el 31/1/17.
- [75] CHILQUINTA *Pliego Tarifario*. <https://www.chilquinta.cl/uploads/2016/11/20161121144423-suministro20170101.pdf>, En línea; Consultado el 27/3/17.
- [76] Elektra Noreste S.A. (ENSA). *Pliego Tarifario*. <https://www.ensa.com.pa/pliego-tarifario-de-elektra-noreste-sa-para-clientes-regulados-periodo-julio-2014-junio-2018-0>, En línea; Consultado el 31/1/17.
- [77] Grupo ENEL (CODENSA) *Pliego Tarifario*. <https://www.codensa.com.co/hogar/tarifas>, En línea; Consultado el 4/2/17.
- [78] Minnesota Power Electric. *Rate Book, ALLETE*. <https://www.mnpower.com/CustomerService/RateBook>, En línea; Consultado el 2/2/17.
- [79] Xcel Energy (Winsconsin). *Rates and Regulations*. https://www.xcelenergy.com/company/rates_and_regulations, En línea; Consultado el 2/2/17.
- [80] G. Villegas. *Encuesta de consumo energético nacional en el sector comercio y servicios privados año 2014*. Ministerio de Ambiente y Energía, Dirección Sectorial de Energía, San José, Costa Rica., 2014.