



Universidad Nacional de Costa Rica

Facultad de Ciencias Sociales

Escuela de Economía

“Propuesta de un modelo para cuantificar el costo-beneficio monetario de los hogares costarricenses que decidan implementar la generación distribuida con tecnología fotovoltaica para autoconsumo en Costa Rica.”

Tesis de grado

Sustentante:

David Chacón Huamán

Campus Omar Dengo, Heredia, Costa Rica

Junio, 2019



Universidad Nacional de Costa Rica

Facultad de Ciencias Sociales

Escuela de Economía

“Propuesta de un modelo para cuantificar el costo-beneficio monetario de los hogares costarricenses que decidan implementar la generación distribuida con tecnología fotovoltaica para autoconsumo en Costa Rica.”

Tesis de grado

Trabajo Final de Graduación sometido a consideración del Tribunal
Examinador para optar por el grado de Licenciatura en Economía

Sustentante:

David Chacón Huamán

Campus Omar Dengo, Heredia, Costa Rica

Junio, 2019

Miembros del Tribunal Examinador


Dra. Isabel Araya Muñoz
Representante Decano - quién preside-
Facultad de Ciencias Sociales


Dra. Shirley Benavides Vindas
Académica y Directora de la Escuela de Economía

Responsable Académico


M.ED. Greivin Hernández González
Tutor

Lectores¹


M.Sc. Karla Montero Viquez
Lectora

M.Sc. Marco Otoya Chavarría
Lector

Postulante


Bach. David Chacón Huamán
Postulante

¹ El señor Marco Otoya Chavarría estuvo ausente con justificación durante la defensa pública del postulante.

Contenido

Índice de tablas.....	V
Índice de mapas.....	V
Índice de gráficos.....	V
Siglas y acrónimos.....	VII
Dedicatoria.....	VIII
Agradecimiento.....	IX
Resumen ejecutivo.....	X
Capítulo I.....	1
1.1 Introducción.....	2
1.2 Antecedentes.....	3
1.2.1 Descripción del Sector Eléctrico Nacional y participación de Costa Rica en el Mercado Eléctrico Regional (MER).....	3
1.2.1.1 Distribución eléctrica.....	4
1.2.1.2 Transmisión eléctrica.....	6
1.2.1.3 Mercado eléctrico regional (MER).....	6
1.2.1.4 Generación eléctrica.....	8
1.2.1.5 Experiencia a nivel internacional.....	15
1.2.1.6 Experiencia a nivel nacional.....	16
1.3 Justificación y planteamiento del problema.....	19
1.3.1 Importancia y relevancia del problema.....	19
1.3.2 Planteamiento del problema.....	20
1.3.3 Delimitación del problema.....	22
1.3.4 Formulación del problema.....	22
1.4 Objetivos de la investigación.....	22
1.4.1 Objetivo general.....	22
1.4.2 Objetivos específicos.....	22
Capítulo II.....	23
2. Marco teórico.....	24
2.1 Políticas regulatorias.....	24
2.2 Teoría de la regulación económica.....	24
2.3 Autoconsumo.....	29
2.4 Generación distribuida.....	29
2.4 Generación eléctrica fotovoltaica.....	31
2.4 Criterios de inversión necesarios para un modelo de costo-beneficio.....	35
Capítulo III.....	38
3. Metodología de la investigación.....	39
3.1 Tipo de investigación.....	39
3.2 Enfoque de la investigación.....	39

3.3 Alcance.....	40
3.4 Universo de la investigación	40
3.5 Técnicas e instrumentos de investigación.....	40
3.5.1 Minería de datos.....	40
3.5.2 Técnicas de recolección de datos	42
3.5.3 Técnicas para el procesamiento de los datos	42
3.6 Matriz metodológica: Definición conceptual y operacional de las variables.....	43
3.7 Etapa de análisis de los datos recabados	44
3.9 Limitaciones de la investigación	45
Capítulo IV.....	47
4. Análisis de resultados.....	48
4.1 Marco institucional.....	48
4.1.1 Ministerio de Ambiente y Energía (Minae).....	48
4.1.2 Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep).....	48
4.1.3 Operadores del sector	50
4.2 Marco normativo	52
4.2.1 Antecedentes	52
4.2.1.1 Plan piloto de la GD para autoconsumo ICE	52
4.2.1.2 Directriz N. ° 14-MINAET	53
4.2.1.3 Plan Nacional de Desarrollo 2015-2018 “Alberto Cañas Escalante”.....	54
4.2.1.4 Plan Nacional de Energía 2015-2030 (PNE)	55
4.2.2 Normativa vigente	56
4.2.2.1 Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional (AR-NT-POASEN)	56
4.2.2.2 Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión (AR-NT-SUCOM).....	58
4.2.2.3 Reglamento generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables modelo de contratación medición neta sencilla (Decreto N.° 39220-MINAE).....	59
4.2.2.4 Tarifa de acceso a las redes de distribución (Regulación tarifaria).....	61
4.3 Estado de la GD fotovoltaica para autoconsumo en Costa Rica 2017	63
4.4 Estimación del modelo a utilizar en la investigación	79
4.5 Análisis de resultados del modelo propuesto.....	85
Capítulo V.....	94
5. Conclusiones y recomendaciones.....	95
5.1 Conclusiones	95
5.2 Recomendaciones.....	97
Anexo	99
Referencias.....	111

Índice de tablas

Tabla 1: Cuadro de variables y parámetros.....	43
Tabla 2: Distritos con mayor cantidad de hogares con paneles solares para generación eléctrica, 2017	65

Índice de mapas

Mapa 1. Costa Rica: Distribución geográfica por empresa según área de concesión, 2017	4
Mapa 2 Costa Rica: Ubicación geográfica de hogares con paneles solares para autoconsumo, 2017	64
Mapa 3. Costa Rica: Radiación solar diaria media anual, 2006.....	87

Índice de gráficos

Gráfico 1 Costa Rica: Precio medio de distribución eléctrica por tipo de tarifa y empresa ((¢/kWh), 2017	5
Gráfico 2 MER: Participación porcentual según tipo de mercado por país, 2016 y 2017.....	7
Gráfico 3 MER: Precio medio de compra y venta por país en \$/MWh, 2016 y 2017	8
Gráfico 4 Costa Rica: Evolución de la producción y demanda de energía en GWh, 2012-2017 ...	10
Gráfico 5 Costa Rica: Capacidad instalada por empresa en kW, 2017.....	11
Gráfico 6 Costa Rica: Distribución porcentual de la generación eléctrica por tipo de fuente, 2017	11
Gráfico 7 Costa Rica: Producción de energía promedio horaria en MWh, 2017.....	12
Gráfico 8 Costa Rica: Producción mensual de energía fotovoltaica en GWh, 2017	13
Gráfico 9 Costa Rica: Cantidad de hogares que producen energía eléctrica por provincia, 2017 ...	65
Gráfico 10 Costa Rica: Evolución en la cantidad de hogares productores de energía eléctrica, 2017	66
Gráfico 11 Costa Rica: Distribución de hogares productores eléctricos por empresa, 2017	67
Gráfico 12 Costa Rica: Evolución de la energía total generada por hogares productores en kWh, 2017	68
Gráfico 13 Costa Rica: Energía promedio mensual generada por hogares productores en kWh, 2017	68
Gráfico 14 Costa Rica: Distribución porcentual de la generación fotovoltaica residencial por empresa, 2017	69
Gráfico 15 Costa Rica: Distribución porcentual de la generación fotovoltaica residencial por empresa, 2017	70
Gráfico 16 Costa Rica: Distribución porcentual de la energía generada residencial en kWh, 2017	71
Gráfico 17 Costa Rica: Evolución de la energía inyectada por hogares productores en kWh, 2017	71
Gráfico 18 Costa Rica: Energía promedio mensual inyectada por hogares productores en kWh, 2017	72
Gráfico 19 Costa Rica: Distribución porcentual de la energía inyectada residencial por provincia, 2017	72
Gráfico 20 Costa Rica: Distribución porcentual de la energía inyectada residencial por empresa, 2017	73

Gráfico 21 Costa Rica: Distribución porcentual de la energía inyectada residencial en kWh, 2017	74
Gráfico 22 Costa Rica: Evolución de la energía retirada por hogares productores en kWh, 2017	74
Gráfico 23 Costa Rica: Distribución porcentual de la energía retirada residencial por provincia, 2017	75
Gráfico 24 Costa Rica: Distribución porcentual de la energía retirada residencial por empresa, 2017	76
Gráfico 25 Costa Rica: Distribución porcentual de la energía retirada residencial en kWh, 2017	76
Gráfico 26 Costa Rica: Comparativo de energía generada, depositada y retirada promedio mensual en kWh, 2017	77
Gráfico 27 Costa Rica: Comparación promedio de la energía generada, inyectada y retirada por empresa en kWh, 2017	77
Gráfico 28 Costa Rica: Comparación relativa de la energía generada, inyectada y retirada por empresa, 2017	78
Gráfico 29 Costa Rica: Distribución porcentual del consumo eléctrico de los hogares productores en kWh, 2017	85
Gráfico 30 Costa Rica: Comparación promedio anual entre consumo eléctrico, energía generada y número de paneles de los hogares productores por empresa, 2017 ^{1/}	86
Gráfico 31 Costa Rica: Comparación entre consumo eléctrico y el costo beneficio mensual de los hogares productores, 2017	88
Gráfico 32 Costa Rica: Distribución del costo beneficio monetario mensual de los hogares productores, 2017	89
Gráfico 33 Costa Rica: Costo beneficio monetario de los hogares productores por empresa distribuidora, 2017	90
Gráfico 34 Costa Rica: Comparativo entre el monto en colones sin GD y con GD de los hogares productores por empresa, 2017 ^{1/}	91
Gráfico 35 Costa Rica: Relación entre el costo beneficio y el costo total de los hogares productores por empresa, 2017	92

Siglas y acrónimos

Acesolar	Asociación Costarricense de Energía solar
Aresep	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos
BCCR	Banco Central de Costa Rica
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BP	British Petroleum
CENCE	Centro Nacional de Control de Energía
CEPAL	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
CGR	Contraloría General de la República
CNFL	Compañía Nacional de Fuerza y Luz
CO ₂	Dióxido de carbono
CONELECTRICAS	Consortio Nacional de Empresas de Electrificación de Costa Rica
Coopealfaroruiz	Cooperativa de Electrificación para el cantón de Alfaro Ruiz
Coopeguanacaste	Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste
Coopelesca	Cooperativa de Electrificación de San Carlos
Coopesantos	Cooperativa de Electrificación Rural Los Santos
CRIE	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
CVC	Costo Variable de Combustible
ESPH	Empresa de Servicios Públicos de Heredia
GD	Generación distribuida
GWh	Gigawatts hora
ICE	Instituto Costarricense de Electricidad
IEA	International Energy Agency
IMN	Instituto Meteorológico Nacional
IR	Índice de rentabilidad
JASEC	Junta Administradora del Servicio Eléctrico de Cartago
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt hora
MER	Mercado Eléctrico Regional
MIDEPLAN	Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica
Minae	Ministerio de Ambiente y Energía
MW	Megawatt
MWh	Megawatt hora
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
PGR	Procuraduría General de la República
PNE	Plan Nacional de Energía
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica de los países de América Central
SNE	Servicio Nacional de Electricidad
TIR	Tasa interna de retorno
UCR	Universidad de Costas Rica
VAN	Valor presente neto
Wp	Watt pico

Dedicatoria

A Dios, quien guía mis pasos y me brinda sabiduría para afrontar el día a día, a mi esposa, hijas, madre y hermanos por todo el apoyo y cariño incondicional mostrado a lo largo de este camino.

Agradecimiento

A mi equipo asesor conformado por Greivin Hernández tutor, Karla Montero y Marco Otoyá lectores, por todos sus aportes de conocimiento tan valiosos que sustentaron este trabajo, así como, por su paciencia, buena actitud, escucha y disposición para llevar a buen puerto la investigación.

A mis compañeros de trabajo y en especial a Allan Quesada, por su guía y apoyo incondicional.

A los funcionarios administrativos de la Escuela de Economía por su disposición a ayudar.

Resumen ejecutivo

La generación distribuida actualmente es una opción con la que cuentan los hogares costarricenses para disminuir la facturación por el servicio eléctrico, esta actividad se puede considerar novedosa en términos de su aceptación y regulación por la reciente incorporación en el mercado eléctrico nacional. La presente investigación desarrolló un modelo de análisis que permitió incorporar elementos regulatorios relevantes en la cuantificación del costo-beneficio monetario que presentan los hogares, producto de la inversión realizada en paneles solares para la generación de energía eléctrica de autoconsumo.

El trabajo analizó el marco normativo vigente aplicable a esta actividad, así como, efectuó una investigación de mercado. Lo anterior, con el fin de definir las variables más relevantes a utilizar en el desarrollo del modelo de costo-beneficio de la inversión, el cual se sustenta con información de índole técnico, perteneciente a la totalidad de hogares con generación distribuida a nivel nacional para el 2017.

Los resultados del estudio permiten comprender con mayor profundidad la dinámica actual de la generación distribuida para autoconsumo en los hogares en Costa Rica y las variables más importantes que afectan la obtención de resultados monetarios positivos de la inversión realizada.

En lo fundamental, el estudio concluye que la generación de energía eléctrica con tecnología fotovoltaica depende en gran medida de condiciones climáticas y técnicas. Por su parte, la rentabilidad esperada de la inversión en este tipo de tecnologías presenta una relación directa y positiva con la cantidad de consumo eléctrico del hogar, la tarifa convencional del servicio eléctrico y las políticas regulatorias.

Capítulo I

1.1 Introducción

La energía es un recurso indispensable para el desarrollo económico de cualquier sociedad moderna. Por ende, garantizar el suministro eléctrico de manera continua, oportuna, confiable, eficiente y a un costo asequible debería ser un objetivo primordial de cualquier Estado. Aunado a lo anterior, los usos de la energía eléctrica son amplios, permitiendo satisfacer desde las necesidades básicas hasta fomentar el crecimiento económico.

En los últimos años en Costa Rica, ha surgido un creciente interés por el tema eléctrico, de manera específica sobre cómo reducir el costo de la factura eléctrica en armonía con el ambiente. Para lo cual, diferentes grupos sociales han impulsado la posibilidad de buscar fuentes de generación eléctrica renovable a bajo costo como es el caso de utilizar la energía proveniente del sol como fuente de energía de generación eléctrica.

El presente documento expone el análisis de las políticas regulatorias de la generación distribuida para autoconsumo en Costa Rica, así como, estima el costo-beneficio monetario de la inversión en paneles solares realizada por los hogares para su generación eléctrica, para ello la investigación se desarrolla de la siguiente manera:

En el capítulo 1 se abarca los antecedentes, realizando una descripción actual del sector eléctrico nacional en sus tres etapas a saber: generación, transmisión y distribución y comercialización. Así mismo, se expone sobre trabajos de investigación tanto a nivel nacional como internacional referente a la generación distribuida con tecnología fotovoltaica. También se realiza el planteamiento del problema, la justificación y la definición objetivos.

En el capítulo 2 se aborda el marco teórico, el cual, sustenta la investigación desde una perspectiva conceptual.

En el capítulo 3 se define la estrategia metodológica, detallando el tipo de investigación y el enfoque a seguir, se establece el alcance y las limitaciones, así como, se explica las técnicas para la obtención y procesamiento de la información, así como, las etapas de análisis de los datos y la definición de variables.

En el capítulo 4, se analiza el marco institucional y normativo que rigen la generación distribuida en el país, de igual forma, se presenta la metodología tarifaria vigente elaborada por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep) en relación con la generación distribuida de autoconsumo. También, describe la situación de la generación distribuida en Costa Rica para el 2017, se propone el modelo para estimar el costo-beneficio monetario sobre la inversión en paneles solares realizada por los hogares. Posteriormente, expone los resultados del modelo desarrollado.

Finalmente, en el capítulo 5, se formulan conclusiones y recomendaciones para la generación distribuida de autoconsumo en Costa Rica.

1.2 Antecedentes

1.2.1 Descripción del Sector Eléctrico Nacional y participación de Costa Rica en el Mercado Eléctrico Regional (MER)

Es importante contextualizar el entorno donde se desarrolla el sector eléctrico nacional, dado que es relevante comprender como interactúan los diferentes agentes y cómo esta interacción puede cambiar con la entrada de un mayor número de generadores de energía eléctrica para autoconsumo.

Actualmente, el mercado eléctrico nacional se compone en una primera etapa por la generación eléctrica, la cual, se caracteriza por contar con varios tipos de participantes, entre ellos empresas públicas y privadas. Sin embargo, la mayor producción de energía eléctrica a nivel nacional la realiza el Instituto Costarricense de Electricidad (en adelante ICE) empresa pública, secundado por un grupo de empresas privadas de generación eléctrica, que por ley únicamente le pueden vender al ICE. No obstante, el resto de las empresas de distribución eléctrica también están aumentando su participación en esta etapa.

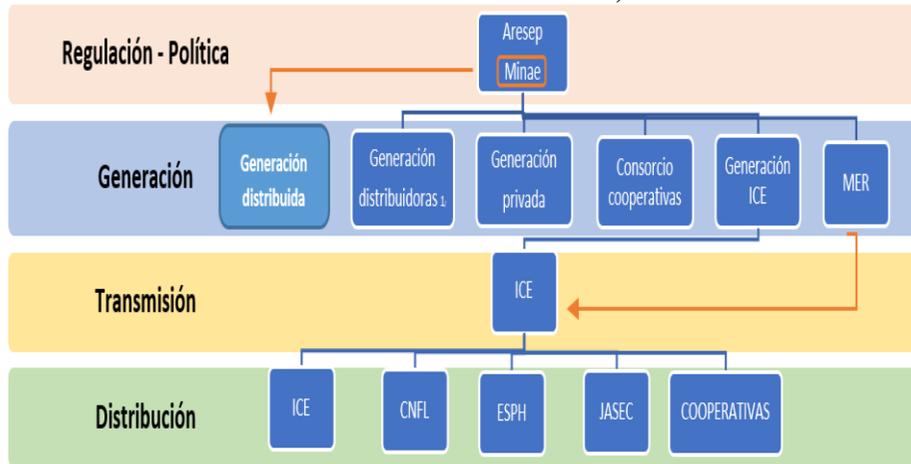
La segunda etapa, es la transmisión eléctrica, la cual, tiene características de monopolio natural y está a cargo del ICE. Por último, se encuentra la etapa de distribución y comercialización eléctrica; en esta etapa las empresas cuentan con un área geográfica establecida por ley o concesión administrativa² para brindar el servicio de suministro eléctrico al consumidor final, por ende, se puede argumentar que el mercado es segmentado por empresa a nivel geográfico y en consecuencia presenta una estructura monopólica por área geográfica.

Asimismo, las tres etapas están reguladas por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (en adelante Aresep), que mediante el artículo 5 de la Ley 7593 de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, le confiere la función de fijar los precios y tarifas de los servicios públicos velando por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima (Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica, 1996).

Por otro lado, la planificación de las políticas públicas del sector se encuentra bajo la dirección del Ministerio de Ambiente y Energía (en adelante Minae), el cual, es el ente responsable de formular las políticas, directrices, normas y reglamentos que orientan a los participantes del sector a seguir determinados objetivos en materia de energía. Asimismo, el Minae en conjunto con otras instituciones elaboran el Plan Nacional de Energía, documento que enmarca las políticas públicas sectoriales que el Poder Ejecutivo plantea entorno al sector energético del país (Ministerio de Ambiente y Energía, 2015). En el esquema 1 se muestra la estructura actual del Sector Eléctrico Nacional.

² Se refiere a la autorización que el Estado otorga para operar, explotar y prestar el servicio de generación, transmisión, distribución o comercialización de energía eléctrica. Ver Ley 7593 de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, artículo 5.

Esquema 1
Costa Rica: Marco institucional del Sector Eléctrico Nacional, 2018

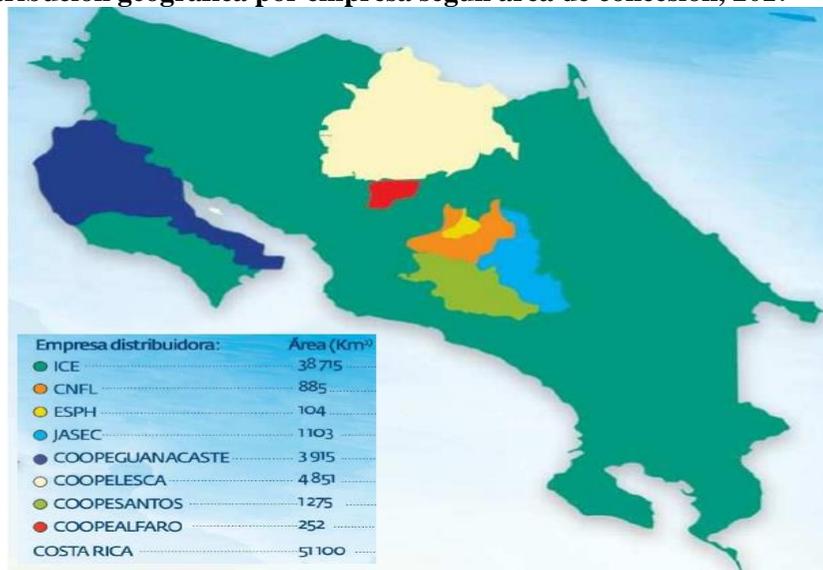


Nota 1/: Generación eléctrica empresas distribuidoras a saber: Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH), Junta Administradora del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC), Cooperativa de Electrificación de San Carlos (Coopelesca), Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste (Coopeguanacaste), Cooperativa de Electrificación Rural Los Santos (Coopesantos), se exceptúa a la Cooperativa de Electrificación para el cantón de Alfaro Ruiz (Coopealfaroruz)
 Fuente: Elaboración propia

1.2.1.1 Distribución eléctrica

En Costa Rica la distribución y comercialización de la energía eléctrica se prestan en conjunto y se realiza por medio de empresas públicas, municipales y cooperativas, las cuales, cuentan con un área geográfica de operación definida por una ley o concesión administrativa otorgada por el Estado. En el mapa 1 se ilustra la ubicación geográfica de las empresas según área de concesión.

Mapa 1.
Costa Rica: Distribución geográfica por empresa según área de concesión, 2017

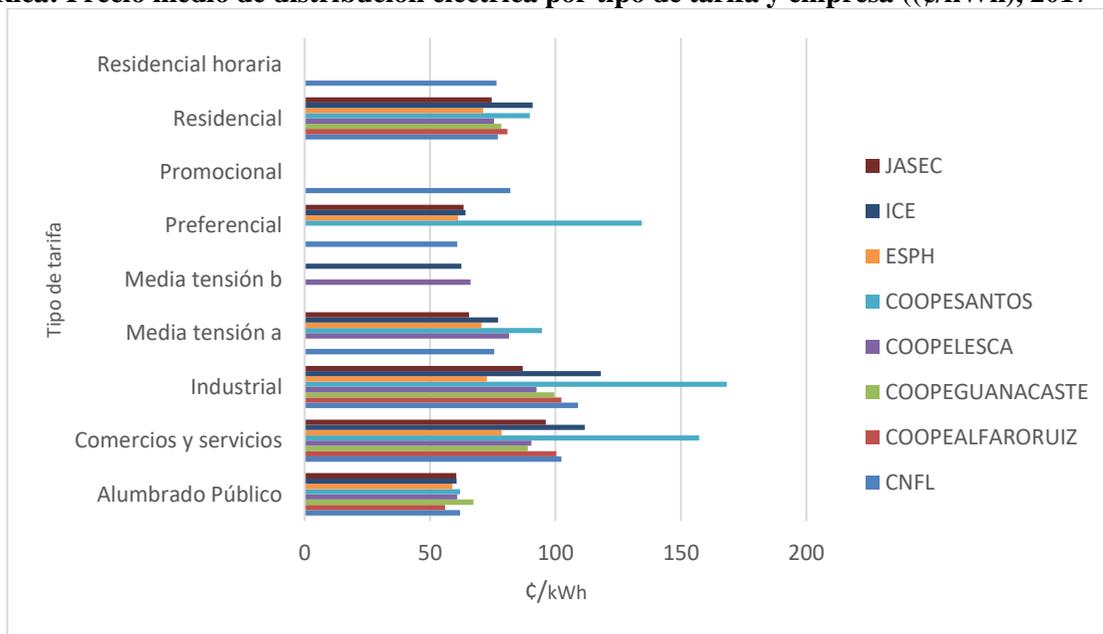


Fuente: Aresep, 2018.

Las tarifas que cobran las diferentes empresas son establecidas por la Aresep. Al respecto, el pliego tarifario actual de distribución eléctrica se clasifica según el uso que se le da a la energía eléctrica en: residencial, residencial horaria, preferencial, promocional, comercio y servicios, industrial, media tensión T-MTa y media tensión T-MTb, algunas de las cuales, a su vez se descomponen en bloques horarios y/o de energía y potencia.

Es importante destacar, que actualmente no existe una homogeneidad en los pliegos tarifarios entre las empresas, esto se debe a dos motivos fundamentales. El primero tiene que ver con que algunas empresas en el pasado solicitaron agregar más grupos de consumo y esto se ve reflejado en la variedad de tarifas que disponen. El segundo motivo, radica en la estructura de costos, debido a que son estructuras diferentes entre empresas y se plasma en la tarifa final. En el gráfico 1 se observa el comportamiento del precio medio (ingreso total anual por grupo entre consumo o ventas total anual por grupo) por tipo de tarifa y empresa para el 2017.

Gráfico 1
Costa Rica: Precio medio de distribución eléctrica por tipo de tarifa y empresa ((¢/kWh), 2017



Fuente: Elaboración propia con datos de Aresep (Autoridad Reguladora de los Servicio Públicos, 2017)

Como se observa en el gráfico anterior, el precio medio más alto de la tarifa residencial representó ¢ 90,86 kWh facturado por el ICE, mientras que el precio medio más bajo fue de la ESPH con ¢71,11 kWh y el promedio nacional estuvo en ¢82,14 kWh. Para ese mismo año, la tarifa industrial más alta fue de Coopesantos con ¢168,25 kWh y la tarifa más baja fue de ¢72,64 kWh de ESPH, mientras que el promedio nacional se ubicó en ¢99,17 kWh kWh (Autoridad Reguladora de los Servicio Públicos, 2017).

La información del párrafo anterior ejemplifica las diferencias en tarifas de cada empresa distribuidora, dicha información debería ser considera relevante a la hora de decidir, ya sea donde ubicarse o si se invierte en sistemas de generación para autoconsumo o no.

Otro dato importante, es la distribución de ventas por tipo de tarifa a nivel nacional para el 2017. La tarifa residencial concentra el mayor porcentaje con un 39% de las ventas, seguido de la tarifa comercio y servicios con un 27% y de tercer lugar está la tarifa de media tensión T-MTa con un 22% de las ventas totales a nivel nacional (Autoridad Reguladora de los Servicio Públicos, 2017).

1.2.1.2 Transmisión eléctrica

La trasmisión eléctrica o transporte de energía, se caracteriza por ser un monopolio natural, y en Costa Rica se encuentra bajo el control exclusivo del ICE. La red de transmisión se extiende desde Peñas Blancas (frontera con Nicaragua) hasta Paso Canoas (frontera con Panamá) abarcado una extensión de 2 375 km (1 723 km de enlaces en 230 kV y 652 km en 138 kV) (Instituto Costarricense de Electricidad, 2017). Según información del ICE, esta red cuenta con 5 090 torres de transmisión, 60 subestaciones eléctricas y conecta a nivel nacional plantas de generación públicas y privadas y centros de consumo a través del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

El SEN está vinculado con el resto de los países de la región por medio del Sistema de Interconexión Eléctrica de los países de América Central (SIEPAC) y el Mercado Eléctrico Regional (MER), el cual, se expone a continuación:

1.2.1.3 Mercado eléctrico regional (MER)

El país, mediante la Ley 7848 publicada en el Alcance N.º 88 a La Gaceta N.º 235 del 3 de diciembre de 1998, aprobó el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y su Primer Protocolo (Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica, 1998). Posteriormente, por medio de la Ley 9004, del 31 de octubre del 2011, publicada en La Gaceta N.º 224 del 22 de noviembre del 2011 y ratificada mediante Decreto N.º 36955, publicado en La Gaceta N.º 56 del 19 de marzo del 2012, se aprobó el Segundo Protocolo; se compromete entre otras cosas a contribuir en la formación y crecimiento gradual del Mercado Eléctrico Regional (MER) (Poder Ejecutivo de la República de Costa Rica, 2012). Dicho mercado es regulado por la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE)³.

Bajo el contexto anterior, se puso en marcha el proyecto del SIEPAC, el cual, cuenta en su primera etapa con una infraestructura en línea de trasmisión eléctrica de 1 800 kilómetros de longitud de 230 kV que recorre a través de Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá. De manera más reciente conecta a México, pero de forma bilateral con Guatemala (Echevarría, Clements, Mercado & Trujillo, 2017).

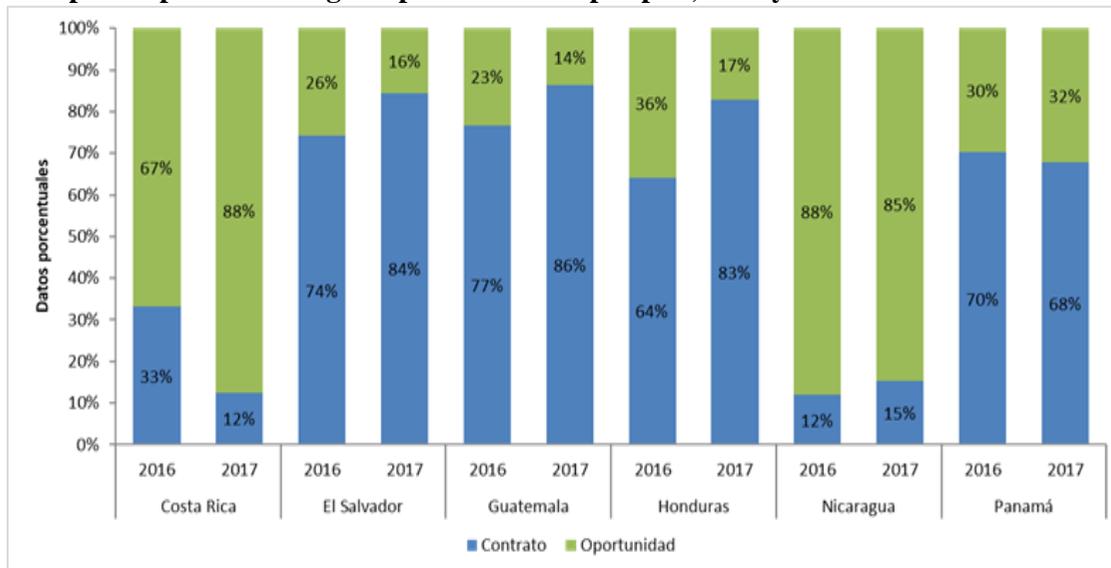
De tal manera, hoy en día, Costa Rica tiene la posibilidad de comprar o vender electricidad con el resto de los países centroamericanos, en donde el ICE, a través del Centro Nacional de Control de Energía (CENCE) realiza el despacho de la electricidad, esto quiere decir que planifica la oferta eléctrica (suministro) a nivel nacional. Además, bajo mandato legal, el único agente autorizado para comprar y vender energía eléctrica en el MER es el ICE.

³ Es el ente regulador del Mercado Eléctrico Regional creado por el Tratado Marco.

Lo anterior, ha permitido que el ICE importe electricidad siempre y cuando los precios de compra sean menores al costo marginal del sistema de generación nacional. Esta situación ha evitado que, el país tenga que recurrir al uso de plantas de generación térmica con un costo marginal mayor, producto de condiciones climáticas de escasas de lluvias que afecten la generación hidroeléctrica. En el gráfico 2, se observa la participación porcentual por país en el MER para el periodo 2016-2017, según tipo de mercado.

Gráfico 2

MER: Participación porcentual según tipo de mercado por país, 2016 y 2017.



Fuente: Aresep con datos del EOR

Cabe destacar, que en el Mercado Eléctrico Regional interviene dos tipos de mercados, el primero es el mercado de oportunidad, en este mercado se negocian transacciones diarias en una bolsa *spot* (*one day ahead* o con un día de anticipación), mientras que el segundo mercado, las negociaciones se formalizan a través de contratos físicos.

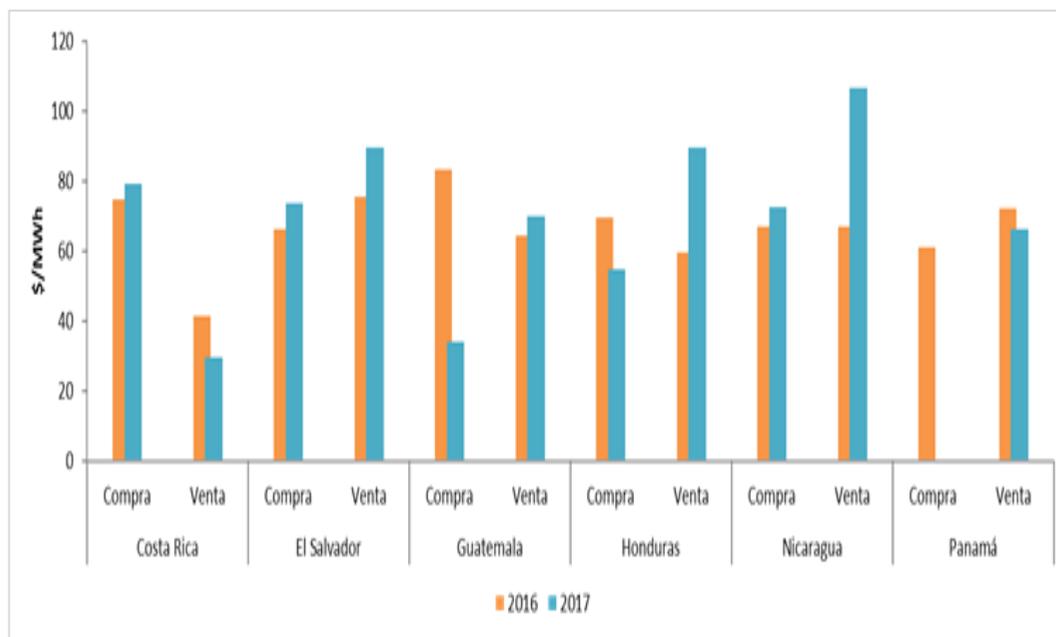
Según el gráfico 2, para el 2017, Costa Rica registró un aumento con relación al 2016 de 21 puntos porcentuales en el mercado de oportunidad y en contra posición una disminución de igual magnitud en las transacciones realizadas en el mercado de contrato.

Por otro lado, el precio promedio de las compras y ventas de energía eléctrica a nivel regional mostró un comportamiento variable entre países para el 2017. Donde se destaca Nicaragua, país que aumentó significativamente el nivel de precio de venta con respecto al año anterior (2016). Además, Panamá no registro compra alguna.

Para el caso específico de Costa Rica en el 2017, el precio de compras subió con relación al año anterior. El principal motivo de ese aumento fue producto del incremento en los precios internacionales tanto del crudo como de los productos terminados, entre ellos el bunker y diésel utilizados en la generación térmica, variable que interfiere en la decisión de la cantidad y el precio a ofertar o demandar en este mercado. El gráfico 3 expone los precios medios de compra y venta en el MER.

Gráfico 3

MER: Precio medio de compra y venta por país en \$/MWh, 2016 y 2017



Fuente: Aresep con datos del EOR

1.2.1.4 Generación eléctrica

El mercado nacional de generación eléctrica inicialmente era abastecido por el ICE y la CNFL. A partir de 1990 producto de la creación de la Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela - Ley 7200 (Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica, 1990) y posteriormente reformada en 1995 por la Ley 7508 (Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica, 1995), se permitió la entrada de nuevos participantes al mercado, las empresas privadas.

El artículo 3 de dicha ley, establece de interés público la compra de electricidad por parte del ICE a cooperativas y empresas privadas, las cuales, deben de contar con un capital social de por lo menos un 35% propiedad de costarricenses. Asimismo, define que el proceso de generación se llevará a cabo por medio de centrales eléctricas de limitada capacidad, para explotar el potencial hidráulico en pequeña escala y de fuentes de energía que no sean convencionales⁴ (Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica, 1995).

Además, en el capítulo 1 de la Ley 7200 se menciona que las empresas de generación autónoma o paralela que no sobrepasen los 20 MW pueden firmar un contrato de compra y venta de electricidad con el ICE no mayor a 20 años y cuyos precios son establecidos por la Aresep (Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica, 1990).

⁴ Las fuentes convencionales son todas aquellas fuentes que utilizan como elemento básico los hidrocarburos, el carbón mineral o el agua. Ver Ley 7200, artículo 4 (Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica, 1990).

Adicionalmente, según el artículo 7 de la misma ley, el ICE podrá declarar elegible un proyecto para la explotación de una central de limitada capacidad, siempre y cuando la potencia, por concepto de generación paralela, no llegue a constituir más del 15% de la potencia del conjunto de centrales eléctricas que conforman el Sistema Eléctrico Nacional y estas sean técnicamente necesarias (Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica, 1990).

Además, en el 2003, mediante Ley 8345 Ley de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional, se le faculta a las empresas municipales y cooperativas de electrificación rural para que generen electricidad.

Hoy en día, la generación eléctrica la realizan tanto empresas públicas como privadas y cooperativas. Dentro de las empresas públicas están:

- El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).
- La Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL, empresa subsidiaria del ICE).

También resaltan dos empresas públicas de carácter municipal, las cuales son:

- La Junta Administradora del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC),
- Y la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH).

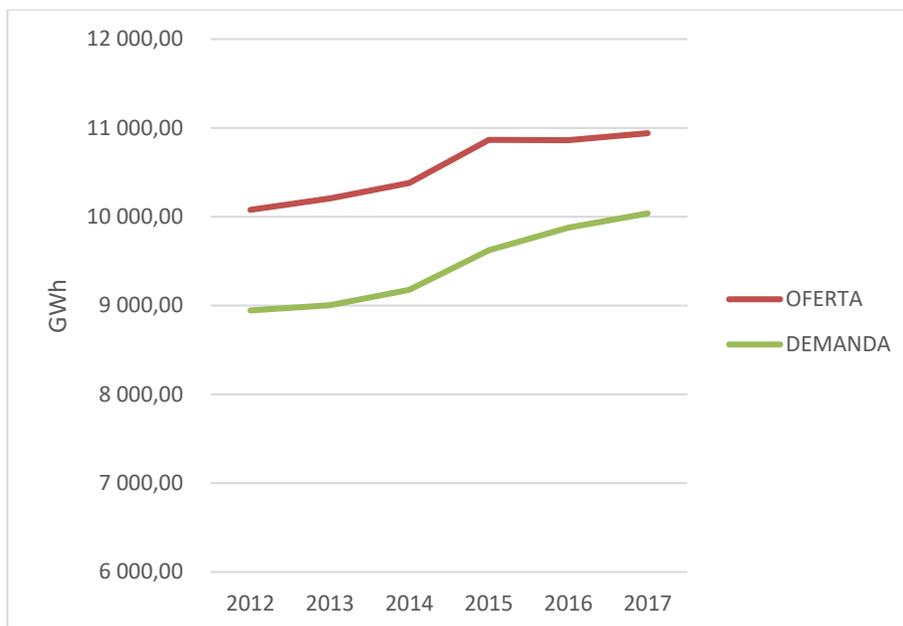
Para el 2017, según datos de la Aresep, existían 35 empresas de generación privada autónoma o paralela, y tres de las cuatro empresas cooperativas (Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, 2018)⁵, así como, dos consorcios creados por esas cooperativas, a saber:

- La Cooperativa de Electrificación de San Carlos (Coopelasca).
- La Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste (Copeguanacaste).
- La Cooperativa de Electrificación Rural Los Santos (Coopesantos).
- Consorcio Nacional de Empresas de Electrificación de Costa Rica R.L. (CONELECTRICAS) y el Consorcio Cooperativo Cubujuquí

Con base en lo anterior, se puede argumentar que el país cuenta con gran variedad de participantes en la oferta de energía eléctrica, donde en los últimos años se ha experimentado niveles de oferta superiores a su demanda. Tal y como se observa en el gráfico 4.

⁵ Se exceptúa a la Cooperativa de Electrificación para el cantón de Alfaro Ruiz (Coopealfaroruiz) para la etapa de generación eléctrica.

Gráfico 4
Costa Rica: Evolución de la producción y demanda de energía en GWh, 2012-2017



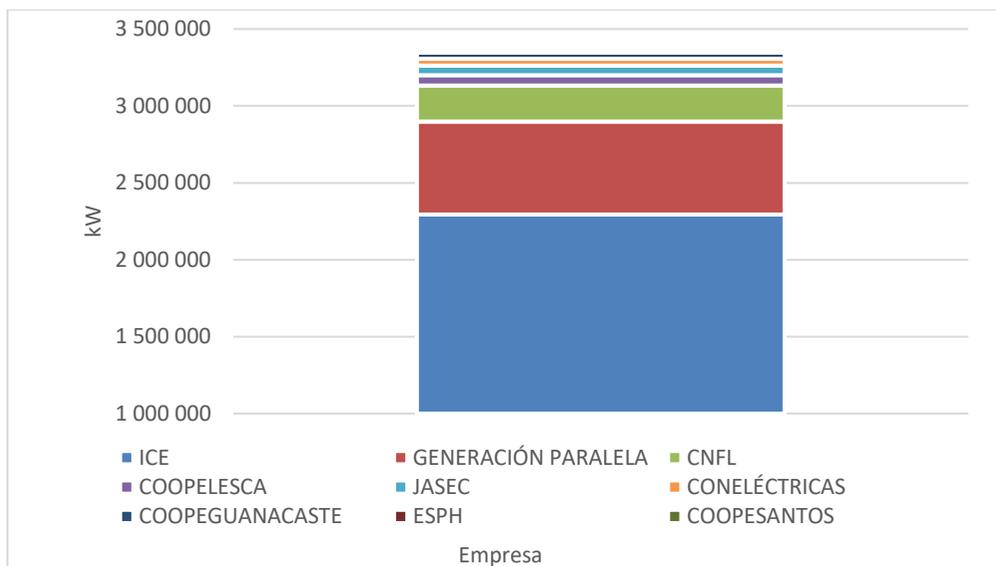
Fuente: Elaboración propia con datos internos de Aresep.

Es importante aclarar que, la brecha presente en el gráfico anterior se debe a pérdidas técnicas y no técnicas de energía⁶, así como, la porción de generación que se destina a la exportación de energía eléctrica. Por su parte, tanto en la oferta como en la demanda de energía eléctrica, el MER tiene gran impacto, principalmente en los últimos años.

Para el 2017, la capacidad instalada de generación eléctrica a nivel nacional fue de 3 379 486 kW, de los cuales, el ICE representó 2 295 090 kW (68%), seguido de los generadores privados con 603 711 kW (18%), mientras que en el tercer lugar se encuentra la Compañía Nacional de Fuerza y Luz con 234 340 kW (7%). En el gráfico 5 se aprecian los resultados.

⁶ Las pérdidas técnicas se presentan principalmente por el calentamiento que se produce al pasar la energía eléctrica a través de las líneas de transporte y de transformadores. Las pérdidas no técnicas representan la energía que se toma de manera ilegal del sistema. Ver Comisión de Regulación de Energía y Gas (2011).

Gráfico 5
Costa Rica: Capacidad instalada por empresa en kW, 2017

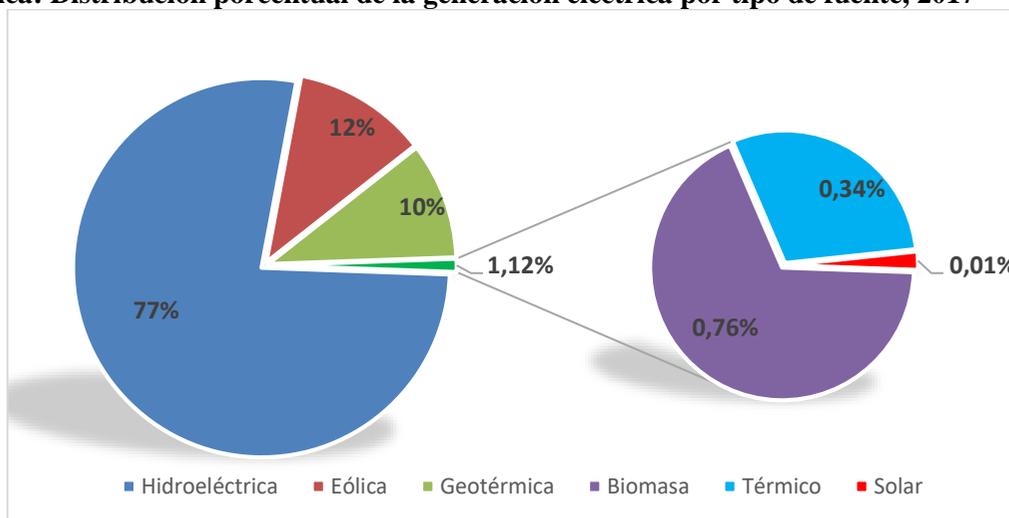


Fuente: Elaboración propia con datos internos de Aresep.

Por otra parte, Costa Rica, es conocida como un país con abundantes recursos naturales gracias a su posición geográfica privilegiada, esto le permite tener condiciones favorables para la producción de energía eléctrica con fuentes renovables como lo son el recurso hídrico, eólico, geotérmico y solar, contribuyendo de esta manera en un menor impacto ambiental.

La generación eléctrica por tipo de fuente para el 2017 se descompone como se observa en el gráfico 6.

Gráfico 6
Costa Rica: Distribución porcentual de la generación eléctrica por tipo de fuente, 2017

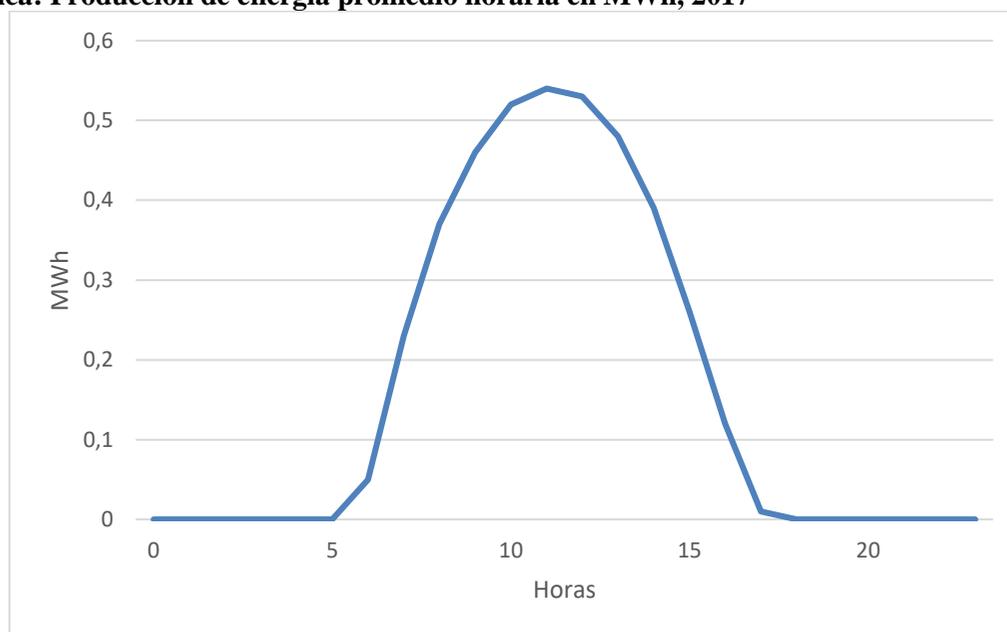


Fuente: Elaboración propia con datos de Aresep (Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, 2017)

Según el gráfico anterior, el 77% de la energía eléctrica se produce con fuente hidroeléctrica, en segundo lugar, con un 12% está la fuente eólica, y en el tercer lugar se encuentra la fuente geotérmica con un 10% en la producción de electricidad (Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, 2017).

Ahora bien, sobre la fuente de generación de electricidad que aquí se estudiará, para el 2017, la participación de fuente solar en plantas de generación tradicional para la producción de energía eléctrica fue de 2,82 GWh, este tipo de fuente se caracteriza por presentar un comportamiento horario definido, en donde la producción se genera en horas de media mañana y al inicio de horas de la tarde. Tal y como se observa en el gráfico 7.

Gráfico 7
Costa Rica: Producción de energía promedio horaria en MWh, 2017



Fuente: Elaboración propia con datos de Aresep (Autoridad Reguladora de los Servicio Públicos, 2017)

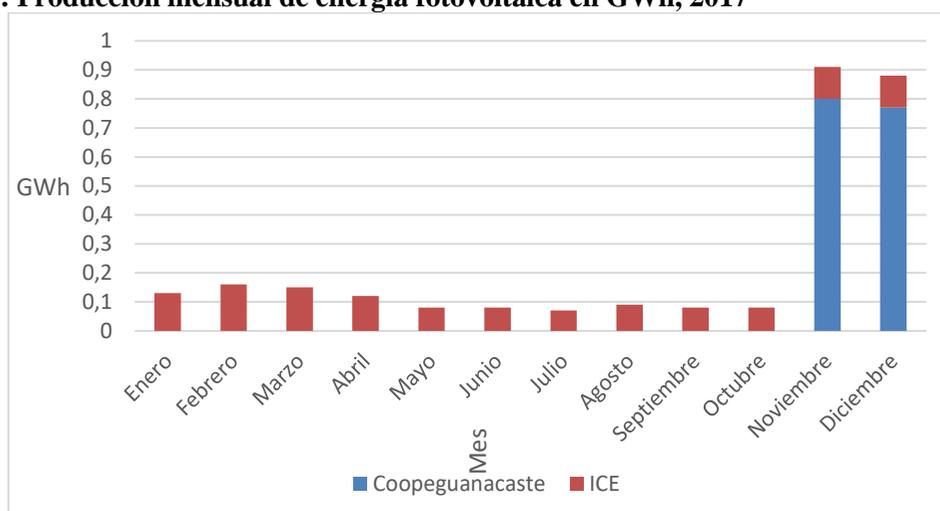
El gráfico 7 muestra, que en promedio para el 2017 la mayor producción de energía eléctrica con fuente solar se realizó entre la nueve de la mañana y las dos de la tarde.

Aunado a lo anterior, es fundamental tener en cuenta que este tipo de fuente se ve afectado de forma directa por las estaciones climatológicas, de tal manera, que en época seca se produce una mayor generación eléctrica en comparación con la época lluviosa.

Para noviembre de 2017 entra en funcionamiento el Parque Solar Juanilama de Copeguanacaste, generando un incremento considerable de la generación con fuente solar del país que era abastecido inicialmente con el Parque Solar Miravalles del ICE. El gráfico 8 muestra lo comentado:

Gráfico 8

Costa Rica: Producción mensual de energía fotovoltaica en GWh, 2017



Fuente: Elaboración propia con datos de Aresep (Autoridad Reguladora de los Servicio Públicos, 2017)

Es importante hacer notar, que el país ha tomado la decisión de tener una matriz eléctrica con fuentes renovables, particularmente, para el 2017 la generación eléctrica con dichas fuentes alcanzó un 98%. Lo anterior refleja el compromiso adquirido por Costa Rica de cumplir con los objetivos de la carbono neutralidad para el 2021 (Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones, 2012)⁷.

La generación eléctrica de Costa Rica se sustenta principalmente en la fuente hidroeléctrica, sin embargo, en los últimos años existe interés en explotar otros tipos de fuentes como la solar.

Desde tiempos remotos, el ser humano ha utilizado el sol como fuente de energía, originalmente de manera térmica (o para calentamiento), pero no fue sino hasta el año 1838, donde se tienen los primeros indicios sobre la transformación de energía solar a energía eléctrica a cargo del científico francés Alexandre Edmond. Posteriormente, para la década de los cincuenta, se empezó a producir paneles solares para proveer de energía a los satélites, lo que disminuyó su costo considerablemente (Yong, 2015).

Según Bloomberg 2015, el costo de generación fotovoltaica⁸ paso de \$76,67 Wp⁹ en 1977 a \$0,36 Wp para el 2014 (citado en Yong, 2015), convirtiendo este tipo de tecnología en una alternativa viable en generación eléctrica alrededor del mundo, a excepción de las economías emergentes donde su implementación ha sido más lenta, debido a factores legales, regulatorios, económicos, entre otros.

Con el propósito de reducir los costos de generación, disminuir las pérdidas por transmisión eléctrica, promover fuentes de energías renovables, facilitar el acceso al servicio eléctrico, impulsar el uso eficiente de la energía, entre otros elementos, surge el concepto de generación

⁷ En el 2015, Costa Rica ratificó el Acuerdo de París emitiendo su Contribución Nacionalmente Determinada (NDC), donde presupone la descarbonización de la economía global y el logro de la neutralidad carbono en el 2050.

⁸ Producir electricidad mediante placas de semiconductores que se alteran con la radiación solar.

⁹ Medida de potencia en watt pico.

distribuida (en adelante GD). Al respecto, existe mucha referencia bibliográfica alrededor del tema, que se centra principalmente sobre la viabilidad financiera de implementar este tipo de tecnología, tanto para la comercialización mayorista como para el autoconsumo, abarcando elementos como análisis de mercado, descripción de los diferentes aspectos técnicos de la implementación, así como su impacto ambiental.

La línea de investigación sobre generación distribuida se puede dividir en dos corrientes, la primera tiene que ver con aspectos financieros-ingenieriles y de eficiencia energética y la segunda corriente contempla aspectos de impacto ambiental. Con respecto a la primera corriente, se centra en describir el funcionamiento de las diferentes tecnologías existentes y a la vez realizar comparaciones entre ellas (Murillo, 2007). Otro aspecto importante que se examina bajo esta óptica tiene que ver con el análisis de la inversión, en donde variables como ingreso, costo y financiamiento son analizadas ampliamente (Vargas, 2013).

Con respecto a la segunda corriente, gran parte de la literatura consultada a nivel internacional hace referencia de manera favorable a la adopción de esta alternativa para generación eléctrica, esto debido a que en los últimos años el concepto se ha relacionado con la utilización y promoción de fuentes de energía renovable como es la radiación solar, y con ello se contribuye a reducir emisiones de gas de efecto invernadero, con lo cual, se espera desarrollar a mediano y largo plazo una matriz energética “verde” (Tecnalia, 2007).

Un factor importante en el análisis, es el aspecto climatológico, el cual, se aborda con estudios de radiación solar en distintas zonas del mundo, al respecto Bernardelli en su documento elaborado en el 2010 para la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) titulado “*Energía solar termodinámica en América Latina: los casos de Brasil, México y Chile*”, dicho documento empieza explicando qué es la radiación solar y cómo se distribuye en la superficie terrestre, posteriormente, expone los tipos de tecnologías para la transformación de radiación solar en energía eléctrica, así como las instalaciones solares termodinámicas (Bernardelli, 2010). También hace referencia a proyectos que se llevaron a cabo en distintos países evaluando el tipo de tecnología utilizada, la capacidad instalada y su costo de inversión (Bernardelli, 2010).

Sobre el punto anterior, es importante hacer mención que Costa Rica por ser un país tropical cuenta con suficiente radiación solar durante todo el año, principalmente, en las zonas costeras.

Un estudio elaborado por la Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid para el 2007 cuyo título es “*Guía básica de la generación distribuida*”, explica de forma precisa el concepto de generación distribuida, el cual, define como “generación en unidades modulares relativamente pequeñas (en general menores a 10 MW) situadas cerca de los emplazamientos del consumo” (Tecnalia, 2007). Además, analiza las tecnologías utilizadas en los diferentes sistemas de generación distribuida y sus respectivas fuentes de almacenamiento, también hace referencia a los beneficios en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (Tecnalia, 2007).

Bajo la misma línea, la Subsecretaría de Energía Eléctrica de Argentina elaboró para el 2008 el documento titulado “*Energía Renovable 2008 - Energía Solar*” (Secretaría de Energía, 2008). En dicho estudio se establece la diferencia entre energía solar fotovoltaica y energía solar térmica, a la vez describe el tipo de tecnología que se utiliza en entre ambos (Secretaría de Energía, 2008). También hace mención del Protocolo de Kioto y al compromiso de los países firmantes para

reducir las emisiones de gas de efecto invernadero (CO₂) y como la GD con fuentes renovables contribuye a lograr dicho fin (Secretaría de Energía, 2008).

1.2.1.5 Experiencia a nivel internacional

La experiencia internacional con este tipo de tecnología solar no es nueva, en países como Alemania, China, Italia, Japón y Estados Unidos por citar algunos, la energía fotovoltaica es una realidad palpable en el sector eléctrico, por tal motivo el desarrollo de material académico o investigativo sobre esta temática es abundante.

Un trabajo enfocado en el continente americano fue el desarrollado en el 2010 por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID, 2011), el cual, analiza los países de Jamaica, Barbados, México y Chile, abarcando aspectos como situación actual de la GD, viabilidad de implementar este tipo de tecnología a escala comercial, pequeña escala (autoconsumo) y finaliza haciendo algunas recomendaciones o sugerencias para llevar a buen término la implementación de estas alternativas (Gischler & Janson, 2011).

Para el 2015, la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), elaboró el estudio “*La energía solar fotovoltaica en Latinoamérica y el Caribe*” (Solano, 2015). El documento hace un análisis de los países miembros de la OLADE, en donde se detalla las políticas y marco institucional vigente para la promoción de proyectos solar fotovoltaico. También se resalta la capacidad instalada y el recurso solar disponible. En la parte final del documento, se muestra un comparativo entre las distintas políticas públicas utilizadas en los diferentes países (Solano, 2015). Además, se concluye que el sector ha tenido un impulso importante debido a la alta volatilidad de los precios del petróleo, el incremento de las tarifas eléctricas, la reducción en los precios de los paneles, los avances tecnológicos, la concientización ambiental, y la universalización del acceso a la energía (Solano, 2015).

De igual manera para el 2015, la asociación internacional Solar Power Europe presentó el documento “*Global Market Outlook*” (Solar Power Europe, 2015), en el cual, se resaltan aspectos como la tecnología y su costo de inversión, también analiza la capacidad instalada de generación fotovoltaica para el periodo 2014, y por último evalúa las perspectivas del sector en el mercado europeo para el periodo 2015-2019, en donde destaca que el desarrollo de este tipo de tecnología dependerá de su capacidad de competir con fuentes convencionales de generación eléctrica (Solar Power Europe, 2015). Adicionalmente, estima cambios en las políticas públicas de los países con el fin de impulsar la GD fotovoltaica (Solar Power Europe, 2015).

Por otro lado, la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés) con base en su reporte para el 2018 titulado “*Snapshot of global photovoltaic markets*” (International Energy Agency, 2018) en donde se muestran que la capacidad instalada acumulada fotovoltaica a nivel mundial al 2017 fue de 402,5 GW, de los cuales, 131 GW instalados se encuentran en China, seguido de Estados Unidos con 51 GW y en tercer lugar Japón con 49 GW (International Energy Agency, 2018).

Según lo anterior, se puede concluir que China es el país a nivel mundial con mayor capacidad instalada para generación eléctrica utilizando tecnología solar fotovoltaica, al mismo tiempo es el mayor productor de paneles solares en el mundo (International Energy Agency, 2018).

En países como México y España la actividad de la GD es altamente sofisticada. En ambos países, dicha actividad se encuentra normada bajo leyes y reglamentos que la regulan e incentivan. Al respecto, la energía generada puede ser vendida por un usuario final a un tercero o viceversa, esto con el fin de fomentar y democratizar la actividad (Granados, 2019) (Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 2015).

Asimismo, una característica importante en estos países es la utilización de la medición neta completa como modalidad contractual. Para el caso específico de España los generadores distribuidos deberán asumir lo pertinente a los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución, cargos asociados a costes del sistema, entre otras erogaciones (Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 2015).

La generación fotovoltaica a nivel internacional se ha convertido de manera acelerada en una fuente importante de electricidad alrededor del mundo. Su rápida inserción se debe en gran medida a que esta tecnología tiene una rápida y fácil instalación, y cuyos costos han disminuido significativamente en los últimos años, propiciando su desarrollo tanto a escala comercial como a pequeña escala o autoconsumo.

1.2.1.6 Experiencia a nivel nacional

A nivel nacional, el tema de la generación eléctrica a partir de la energía solar fotovoltaica es reciente, esto si se compara con el contexto internacional. Reflejo de lo anterior, es el escaso recurso bibliográfico existente, aunque en los últimos años, en varias instituciones involucradas en el sector energético se han realizado esfuerzos por profundizar en la investigación del tema.

Con respecto a los estudios ingenieriles realizados en el país, se encuentra el elaborado por Yorleny Murillo Pérez para el 2007 “*Generación distribuida: efectos sobre la calidad de energía*” (Murillo, 2007). En dicho estudio, Murillo se basa en diferentes mediciones y tecnologías para determinar la calidad de la energía distribuida a la red, en donde se concluye que el tipo de conexiones y la tecnología a utilizar afectan positiva o negativamente la calidad de la energía distribuida (Murillo, 2007).

Bajo la misma línea, Jainer Vargas Barahona para el 2013 elaboró el documento “*Estudios de marcos tarifarios aplicados a generación distribuida y formulación de propuestas para Costa Rica*” (Vargas, 2013). Vargas realiza un estudio sobre una propuesta tarifaria para la GD de autoconsumo a nivel nacional, en donde resalta la evolución de la demanda por este tipo de generación, también determinó que la tecnología predominante en el país para el uso de sistemas de GD corresponde a la fotovoltaica, esto se debe a la abundancia del recurso solar y a los costos elevados de instalación de otros sistemas de generación, también recomienda hacer un análisis de los tipos de tecnología a utilizar según experiencias de otros países, esto con el fin de obtener mayor eficiencia energética y reducir los costos a largo plazo (Vargas, 2013).

Otro estudio importante es el diseñado por el ICE en el 2013 titulado “*Energía Solar Fotovoltaica, Aspectos técnicos y simulación de una tarifa de referencia*” (Instituto Costarricense de Electricidad, 2013). El ICE realizó un estudio técnico, del cual se extrajo que la posición geográfica de Costa Rica es óptima para la generación de electricidad con energía solar fotovoltaica, también menciona que la energía solar es un buen complemento de la energía

hidráulica, ya que en los meses de menor producción hídrica es donde se concentra la mayor producción de energía solar. Además, se refiere a que los subsidios otorgados por los gobiernos en Europa influenciaron positivamente en la fabricación de paneles solares, con lo cual, se mejoró la eficiencia en la producción y con ello la reducción de costos, haciendo cada vez más competitiva esta fuente de producción de energía eléctrica (Instituto Costarricense de Electricidad, 2013).

Un documento elaborado por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) titulado “*Costa Rica Estrategia de País del BID 2011-2014*” (Banco Interamericano de Desarrollo, s.f.), trata sobre las diferentes áreas prioritarias para el desarrollo del país, entre ellas la energética, en donde menciona que existe un rezago en inversión con respecto a Centroamérica para el periodo 2008-2009 que podría ser atendido por el sector privado si no existiesen limitaciones normativas que restrinja la inversión en generación, se exhorta al incremento de la generación a través de fuentes de energía renovable (hidráulica, solar, geotérmica, de biomasa y eólica), a promover el ahorro y uso eficiente de energía eléctrica, así como el uso de los biocombustibles, tanto bioetanol como biodiesel (Banco Interamericano de Desarrollo, s.f.).

Otro documento relevante fue elaborado por Adolfo Lobo para el 2014 titulado “*Modelo tarifario para generación de electricidad a partir de energía solar fotovoltaica*” (Lobo, 2014). Lobo propone un modelo tarifario que cumpla el principio de servicio al costo, además de incorporar los posibles efectos ambientales en la tarifa, para lo cual basa su análisis en metodologías tarifarias aprobadas por la Aresep para generación eléctrica privada con fuentes de energía renovable (Lobo, 2014). Lobo sugiere establecer una banda tarifaria, de modo que fomente la inversión privada para poder desarrollar la actividad (Lobo, 2014).

También para el 2014, se llevó a cabo el estudio “*Determinación de la tarifa retributiva para instalaciones FV en Costa Rica*” por el Programa 4E en Centroamérica (ECLAREON, 2014). Dicho estudio fue realizado a nivel nacional y se centra en el aspecto ingenieril de la generación (ECLAREON, 2014). De dicho estudio se extrae que los costos de la inversión van a descender lentamente conforme se intensifique el uso de esta tecnología, también resalta que el mantenimiento y operación de los equipos serán realizados en mayor medida por técnicos locales, otro aspecto importante que hace referencia tiene que ver con el grado real de la irradiación solar que recibe el país, ya que menciona que los datos del Instituto Meteorológico Nacional (IMN) no cuentan con sensores debidamente calibrados, lo cual afecta las mediciones de dicha variable (ECLAREON, 2014).

Un estudio más reciente, fue el desarrollado por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) para el 2017 titulado “*La generación distribuida para autoconsumo en Costa Rica oportunidades y desafíos*” (Echevarría & Monge, 2017). Este documento inicia explicando sobre los diferentes esquemas de fijación de precios para la GD, seguidamente, se refiere a las ventajas de su implementación, resaltando aspectos como el menor costo de capital requerido para los sistemas de generación, transmisión y distribución de las empresas prestadoras de servicios eléctricos, debido a que las unidades de GD sustituyen la capacidad de generación centralizada y reducen la necesidad de expandir el sistema de transmisión (Echevarría & Monge, 2017). Adicionalmente, menciona que la GD contribuye a reducir el impacto ambiental de la industria de generación de electricidad (Echevarría & Monge, 2017).

Por otro lado, expone las desventajas, al respecto menciona que niveles altos de generación en la red de distribución puede provocar una serie de problemas técnicos como, por ejemplo:

incrementos de tensión, fluctuaciones de tensión y potencia reactiva, desbalance de tensión en la red, sobrecarga de equipos, flujos de potencia inversos, entre otros inconvenientes (Echevarría & Monge, 2017). Dentro de las principales conclusiones se extraen las siguientes (Echevarría & Monge, 2017):

- La GD es una actividad rentable para una proporción reducida de usuarios residenciales y empresariales y esto va a depender del nivel de consumo.
- El sistema tarifario actual no permite discriminar aspectos estacionales u horarios en los costos de la electricidad inyectada a la red.
- Las empresas distribuidoras no reconocen la energía que se inyecta a la red después de superar la cuota establecida en la norma por concepto de intercambio.
- Se debe de desarrollar un modelo tarifario que permita distinguir entre el costo fijo y los costos variables del servicio.
- Existe un débil proceso de formulación e integración de políticas públicas para la eficiencia energética y la GD en específico.

Dentro de las experiencias a nivel nacional resalta El Plan Piloto de Generación Distribuida para Autoconsumo (Arias, 2013), impulsado en octubre 2010 por el ICE finalizó en febrero 2015. Dicho plan tenía como objetivo analizar las nuevas tecnologías de generación a pequeña escala y su efecto en las redes de distribución, con el propósito de diseñar posteriormente programas de desarrollo para la GD usando fuentes renovables y estableciendo los ajustes adecuados a la red eléctrica nacional, al modelo tarifario y regulatorio. En el plan, se especifican los aspectos técnicos y legales necesarios que los agentes interesados deben de cumplir si quieren acogerse a este tipo de tecnología.

Continuando con el párrafo anterior, a inicios del 2015, el ICE publicó algunos resultados del plan en cuestión. Para el 2010 solo había un cliente interconectado, ese número se incrementó a 2 463 clientes interconectados a principios del 2015. Otro dato importante tiene que ver con el número de solicitudes por sector de consumo, del cual el 72% corresponde al sector residencial, un 23% al sector general y un 5% al sector industrial. El plan piloto inicio con una meta de potencia de 5MW, pero debido a una mayor demanda, en el 2012 se incrementó a 10MW (Arias, 2013).

A nivel de políticas públicas, el Estado costarricense, considera prioritario el tema de la GD, el cual, se plasma a través del VII Plan Nacional de Energía 2015-2030 (Ministerio de Ambiente y Energía, 2015) y el Plan Nacional de Desarrollo 2015-2018 (Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica, 2014). Al respecto, el Plan Nacional de Energía menciona a la GD como una alternativa a la producción eléctrica centralizada, resaltando el abundante recurso solar que posee el país y las ventajas que esta tecnología podría generar en las zonas más alejadas donde el acceso al servicio eléctrico es limitado (Ministerio de Ambiente y Energía, 2015).

Por otro lado, el Plan Nacional de Desarrollo enfatiza la sostenibilidad ambiental como un eje primordial para una óptima calidad de vida, y cuyo objetivo es reducir las emisiones de CO₂, para lo cual, es necesario consolidar nuevos proyectos de generación eléctrica que utilicen fuentes renovables de energía como geotermia, biomasa, solar y eólica (Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica, 2014).

1.3 Justificación y planteamiento del problema

1.3.1 Importancia y relevancia del problema

En lo fundamental, este trabajo de investigación es de gran relevancia como instrumento de análisis para los hogares y los tomadores de decisión en políticas públicas, esto debido a que pretende cuantificar el efecto del costo-beneficio monetario de la inversión realizada en paneles solares por parte de los hogares costarricenses para generar su propia energía eléctrica. Lo anterior quiere decir que, busca establecer una herramienta para calcular si la inversión en paneles solares realizada por los hogares produce réditos positivos o por el contrario resultaría mejor acogerse al servicio público tradicional en su totalidad.

Además, persigue caracterizar a los hogares que actualmente están utilizando esta modalidad para producir su propia energía eléctrica a nivel nacional y por empresa. Así como, determinar las variables más relevantes de este tipo de generación en Costa Rica.

Por otro lado, realiza una descripción detallada de la situación actual del sector eléctrico nacional, al tiempo que aborda las diferentes políticas regulatorias que engloban la GD para autoconsumo en el país. También, propone recomendaciones a las políticas públicas con los resultados obtenidos.

En la actualidad, la sociedad costarricense posee una mayor conciencia ambiental, impulsada a través de iniciativas público-privadas que buscan desarrollar el uso eficiente de los recursos y con ello, educar a la población sobre la escasez relativa y los efectos ambientales de un mal manejo de estos. Ejemplo de lo anterior, es promover la generación eléctrica con fuentes renovables de bajo costo y fácil instalación, como es el caso de la generación eléctrica fotovoltaica. Además de que esta alternativa da opciones a los usuarios para realizar un uso más eficiente de la energía y bajar los costos.

Aunado a lo anterior, existe un compromiso nacional de convertir a Costa Rica en carbono neutral para el 2021 (Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones, 2012). Con el fin de asumir este reto, el país debe ampliar su matriz energética con fuentes de energía renovables, una alternativa que ha tomado fuerza en los últimos años e impulsada por diferentes sectores sociales consiste en producir electricidad a partir de energía solar fotovoltaica (utilizando paneles solares).

La utilización de este tipo de tecnología podría resultar relevante debido a la posición geográfica con que cuenta el país, ya que, la misma permite disponer de radiación solar durante todo el año y en mayor medida en la estación seca.

Para el 2017, según información de la Aresep, el sector residencial registró el mayor consumo eléctrico con un 39,01% el total, seguido por el sector comercio y servicios con un 27,21% (Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, 2017). Se puede notar, que los hogares tienen un peso importante en la demanda de energía eléctrica del país.

Por otra parte, en los últimos años en Costa Rica, se ha generado una creciente preocupación social a causa del elevado precio de la electricidad, la cual, depende de diferentes elementos de carácter económico como lo son: el tipo de cambio, la tasa de interés, inversiones, los precios internacionales de los combustibles, entre otras variables. Este incremento en el monto de la

factura eléctrica contribuye a elevar los costos operativos de las empresas, restándoles en cierta medida competitividad, pero también, los hogares se ven afectados, causando un efecto negativo en su ingreso disponible.

Bajo el contexto anterior, diferentes actores, entre ellos los hogares han decidido invertir recursos en la compra de paneles solares para generación eléctrica con el objetivo principal de disminuir el costo de su facturación, por ende, resulta relevante calcular el efecto costo-beneficio de realizar o no dicha inversión.

1.3.2 Planteamiento del problema

Como se explicó anteriormente, el modelo de generación nacional presenta poca diversificación por tipo de fuente, en donde, el agua es la mayor fuente de generación eléctrica, la cual, presenta variabilidad según las condiciones climatológicas. De tal manera, que, en épocas de escasez de lluvias, se produce una disminución en el caudal de los ríos, así como, en el nivel de los embalses de las plantas hidroeléctricas.

Producto de lo anterior, el país se ha visto obligado a respaldar el sistema de generación con fuentes alternas más costosas y menos beneficiosas desde el punto de vista ambiental como es el caso de la generación térmica¹⁰. Dicha generación incrementa el costo de las tarifas que pagan los consumidores, debido a que la misma se encuentra en función del comportamiento de los precios internacionales de los combustibles, además el impacto ambiental que se genera a causa de las emisiones de gases de efecto invernadero es mayor con respecto a otras tecnologías que utilizan recursos renovables.

A nivel internacional, para el 2017, la principal fuente de consumo energético de energía primaria¹¹ fue el petróleo, el cual, representó el 33,3%, seguido del carbón con un 28,1% y de tercer lugar estuvo el gas que representó el 24,1% del consumo de energía primaria a nivel mundial. (BP España, 2017).

Para Costa Rica en el 2016, el 62,6% de la matriz energética de Costa Rica estuvo conformada por hidrocarburos, en segundo lugar, se ubicó la energía eléctrica con un 20,8% (dentro de la cual un 1,8% también corresponde a generación térmica con combustibles derivados de hidrocarburos) y de tercer lugar con un 14,5% fue la biomasa (Secretaría de Planificación Subsector Energía, 2016).

Lo anterior, refleja una alta dependencia por los productos derivados del petróleo. Cabe resaltar que tanto el crudo como sus derivados se caracterizan por un alto grado de inestabilidad en sus precios en cortos periodos de tiempo.

Es importante mencionar que Costa Rica tiene vigente el compromiso de ser carbono neutral para el 2021. Al respecto, el país ha definido un marco jurídico con el objetivo de sustentar el accionar de las políticas públicas entorno al cumplimiento de la carbono neutralidad (Ministerio de

¹⁰ Generación eléctrica a partir de la quema de combustibles fósiles.

¹¹ La energía primaria comprende todas las formas de energía disponible en la naturaleza antes de ser convertida o transformada, mientras que la energía final es aquella que va destinada a usos directos, por ejemplo, en forma de electricidad o calor. Ver (Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, 2016).

Ambiente, Energía y Telecomunicaciones, 2012). Para ello estableció la Ley N° 7414, Convención Marco de la Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica, 1994); Ley N° 7513, Convenio Regional sobre Cambios Climáticos (Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica, 1995) ; Ley N° 8219, Ley de Aprobación del Protocolo de Kioto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica, 2002), así como, múltiples acuerdos ambientales a saber: Rotterdam, Basilea, Estocolmo, Montreal, Viena y de manera más reciente Paris (2016).

Con el propósito de atender la directriz del Poder Ejecutivo de impulsar una matriz eléctrica renovable y cumplir con el compromiso de la carbono neutralidad, empresas como el ICE y la CNFL han decidido realizar inversiones con un costo elevado en proyectos hidroeléctricos como el Proyecto Hidroeléctrico Reventazón en la provincia de Limón y el Proyecto Hidroeléctrico Balsa Inferior en la provincia de Alajuela.

El costo de estos proyectos ha repercutido notablemente en incrementos tarifarios (Loría & Martínez, 2017). Cabe adicionar, que dichos proyectos reflejan la marcada dependencia país por el recurso hídrico, el cual, es altamente influenciado por el patrón de lluvias. Al tiempo que refuerzan la poca diversificación de la matriz eléctrica.

Al respecto de lo anterior, el estudio de fiscalización sobre el Proyecto Hidroeléctrico Balsa Inferior incorporado en el expediente público OT-004-2016 de la Aresep (Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, 2016), menciona que es un proyecto que cuenta con una capacidad instalada de 37,5MW y con un costo inicial total de US\$75 millones. Es importante mencionar que dicho monto fue modificado en varias etapas del proyecto dando como resultado un costo real final de US\$361 millones, casi cinco veces superior a su valor inicial.

Por su parte, el Proyecto P.H. Reventazón cuenta con una capacidad instalada de 305,5MW (incluyendo minicentral eólica) y con un costo inicial de US\$1 192 millones (Alfaro & Méndez, 2016). Es importante tener presente, que todos estos proyectos de inversión son reconocidos por la Autoridad Reguladora en sus modelos tarifarios y, por ende, tendrán efectos directos en la tarifa que paga el consumidor final.

Consecuencia del panorama anterior, existe en Costa Rica una corriente político-empresarial de impulsar la diversificación de la oferta de generación eléctrica con fuentes renovables y de bajo costo. Donde la generación eléctrica fotovoltaica y en específico para autoconsumo ha tomado gran relevancia. Por tal motivo, el desarrollo de la presente investigación es importante debido a que en la actualidad existen agentes económicos, entre ellos los hogares, que han visto en los paneles solares una alternativa para generar su propia energía eléctrica. Sin embargo, se presenta un vacío de conocimiento en cuanto a cuantificar el efecto del costo-beneficio monetario y las variables más relevantes a considerar en este tipo de inversiones desde el punto de vista técnico y regulatorio. Dicha información es pertinente conocer para una correcta toma de decisión de inversión en estos sistemas, tanto a nivel personal o individual, como también para la formulación de políticas públicas que incentiven su uso.

1.3.3 Delimitación del problema

El problema de investigación se enfoca en cuantificar el costo-beneficio en términos monetarios de la inversión que los hogares decidan realizar para convertirse en productores consumidores de energía eléctrica con tecnología fotovoltaica, para esto se utilizará datos del 2017. Donde las variables de estudio están relacionadas con aspectos técnicos propios de este tipo de tecnologías y la normativa vigente.

1.3.4 Formulación del problema

¿Cómo desarrollar un modelo que permita cuantificar el costo-beneficio monetario para que los hogares costarricenses puedan decidir implementar la generación distribuida con tecnología fotovoltaica para autoconsumo?

1.4 Objetivos de la investigación

1.4.1 Objetivo general

Analizar los elementos de tipo tecnológico y de normativa vigente que permitan desarrollar un modelo para cuantificar el costo-beneficio monetario de los hogares costarricenses que decidan implementar la GD con tecnología fotovoltaica para autoconsumo.

1.4.2 Objetivos específicos

- Caracterizar el marco de las políticas regulatorias vigentes que rigen la GD para autoconsumo en Costa Rica.

- Diagnosticar el estado actual de la GD fotovoltaica para autoconsumo en los hogares costarricenses.

- Crear un modelo de análisis que permita cuantificar el costo-beneficio monetario de los hogares costarricenses que decidan implementar la GD con tecnología fotovoltaica para autoconsumo.

- Calcular los resultados del costo-beneficio del modelo en los hogares costarricenses que opten por la GD utilizando tecnología fotovoltaica.

- Proponer recomendaciones en materia de políticas públicas para la GD bajo un esquema fotovoltaico en Costa Rica.

Capítulo II

2. Marco teórico

2.1 Políticas regulatorias

La regulación de los servicios públicos es orientada por el Gobierno como responsable de coordinar los objetivos a nivel país, esto con el fin de satisfacer las necesidades colectivas. Dicha labor deberá realizarse contemplando la totalidad de la sociedad civil, como lo expresa Melo y Santander (2013):

Las políticas públicas son reflejo de los ideales y anhelos de la sociedad, expresan los objetivos de bienestar colectivo y permiten entender hacia dónde se quiere orientar el desarrollo y cómo hacerlo, evidenciando lo que se pretende conseguir con la intervención pública y cómo se distribuyen las responsabilidades y recursos entre los actores sociales. (Torres y Santander, 2013, p. 15)

Las políticas regulatorias son instrumentos que se fundamenta en aspectos económicos, sociales y ambientales o una combinación de las anteriores, las cuales se enmarcan en un universo mucho más extenso denominado políticas públicas. Melo y Santander (2013) citan lo siguiente:

La política pública hay que comprenderla como el resultado de una acción colectiva que se desarrolla en lo público y de una serie de transacciones políticas, en donde el gobierno ya no tiene como único objetivo ejecutar lo planeado, sino también garantizar la coordinación y la cooperación de los actores clave. Lo anterior recalca dos elementos fundamentales del concepto: lo político y lo público. (Melo y Santander, 2013, p. 56)

Como se observa, las políticas regulatorias nacen desde lo público, a través de leyes, normas, directrices, reglamentos, entre otros, las cuales que tiene como fin influir en el comportamiento de los agentes en un mercado determinado.

Para la presente investigación se abordará las políticas regulatorias desde un enfoque económica. Por tal motivo, se utilizará como base la teoría la regulación económica de los servicios públicos, a continuación, se desarrolla lo expuesto.

2.2 Teoría de la regulación económica

Según Ayala:

En su sentido amplio la regulación consiste en un conjunto de acciones gubernamentales para controlar los precios, ventas y decisiones de producción de las empresas, como un esfuerzo para prevenir que las empresas privadas tomen decisiones que podrían afectar el bienestar de los consumidores y del interés público. La regulación restringe y vigila las actividades privadas con respecto a una regla prescrita en el interés público. (Ayala, 1999, p. 635)

Por otro lado, Stigler menciona que “(...) las tareas centrales de la teoría de la regulación económica consisten en explicar quién recibirá los beneficios o los cargos de la regulación, qué forma adoptará la regulación y los efectos de la regulación en la asignación de recursos” (Stigler, 1990, p.82).

Mientras Lasheras expone que:

(...) La actividad de regulación es una forma de intervención pública que restringe, influye o condiciona las actuaciones de los agentes económicos, y que obliga a que las empresas reguladas actúen de manera distinta a como actuarían si tal regulación no existiera (...). (Lasheras, 1999, p.15)

Con respecto a lo anterior, dicha injerencia por parte del ente regulador surge con el establecimiento de un marco legal que, por medio de leyes, decretos, reglamentos, normas técnicas y metodologías, restringe el libre actuar de los agentes, estableciendo derechos y obligaciones a los participantes del mercado que se regula.

La teoría de la regulación económica, desde una perspectiva Neoclásica, surge debido a fallas de mercado, el cual, por sí mismo no pueden resolver. Esto sucede, cuando el mercado es incapaz de alcanzar asignación Pareto eficiente¹², dichas fallas son causadas por información asimétrica, existencia de bienes públicos y externalidades, así como, la presencia de monopolios naturales.

Para Varian:

La información imperfecta y asimétrica introduce diferencias radicales en la naturaleza del equilibrio del mercado, esto a la vez, origina otros fenómenos, como lo es la selección adversa y el riesgo moral, entendiendo el primero como las situaciones en las que las características que tipifican a los agentes no son observables, por lo que una de las partes del mercado tiene que adivinar el tipo o calidad de un producto basándose en el comportamiento de la otra. (Varian, 2009)

De igual manera, Varian define el riesgo moral como “(...) la situación en la que una de las partes del mercado no puede observar el comportamiento de la otra” (Varian, 2009).

Como resultado, un agente económico cuyo objetivo es maximizar sus intereses, podría obtener ventaja a la hora de establecer negociaciones, gracias a la presencia de asimetría en la información. Bajo este contexto el velar por que se cumplan los parámetros de calidad establecidos por el ente regulador es fundamental, ya que, mucho del precio de un bien o servicio responde a una determinada calidad.

De igual manera, al regular un mercado, el regulador debe tener claro cuáles son los costos necesarios para producir el bien o el servicio, ya que, en la práctica es común que empresas principalmente multiproducto¹³ busquen que el regulador les reconozca en sus tarifas costos de actividades no reguladas (*Cost Shifting*), así como, costos hundidos, provocando de esta manera, una distorsión en las tarifas que paga el consumidor final.

¹² Punto de equilibrio en donde no es posible beneficiar a un agente sin causar perjuicio a otro.

¹³ Empresa que produce más de un bien o servicio.

Las externalidades también son fallas de mercado. Desde el punto de vista de Stiglitz la externalidad es la acción de un agente económico, empresa o persona, que afecta a un tercero, por el que no paga ni es pagado, convirtiéndolo en una falla del mercado. Estas acciones pueden beneficiar o perjudicar a otros, convirtiéndose en externalidades positivas o negativas (Stiglitz, 2000).

Nicholson la define como: “una externalidad se produce siempre que las actividades de un agente económico afecten las actividades de otro agente de una forma que no queda reflejada en las transacciones del mercado” (Nicholson, 2002, p .670).

Según lo anterior, los agentes económicos toman decisiones privadas que no se traducen en beneficios sociales, las consecuencias de esas decisiones recaen en otros agentes que no participaron en la toma de decisiones y no recibieron compensación alguna.

En los mercados competitivos ningún agente económico tiene poder de mercado, los precios son fijados mediante la interacción de la oferta y demanda, mientras que, por el contrario, en los mercados poco competitivos, surgen los agentes con poder de mercado, lo que conlleva a que en el mercado exista una cantidad limitada de vendedores de un bien que no tiene sustitutos cercanos y por ende se fije el precio del bien o servicio según los costos medios. En muchas economías, los monopolios son productores de bienes o servicios públicos, los cuales, limitan la producción para aumentar el precio y por ende se produce menos en comparación a mercados competitivos, generando una deficiencia en la asignación de recursos con un alto grado de valoración social.

Al mismo tiempo, el concepto de servicio público se asocia generalmente a una connotación legal. Al respecto, según el dictamen de la Procuraduría General de la República de Costa Rica C-043-2013 del 20 de marzo de 2013, menciona que:

(...) el concepto de servicio público no es estático sino cambiante, pues depende de la calificación que realice el legislador de una actividad económica en un momento histórico determinado. La “publicatio” es, precisamente, la declaratoria constitucional o legal que define una actividad como servicio público. Esta declaratoria puede consistir, simplemente, en la definición de la actividad como de interés público, o bien, en la calificación expresa de la actividad como servicio público (...). (Rivera, 2013, p.1)

Según el párrafo anterior, cada sociedad tiene la potestad de definir cuál actividad económica se clasifica como servicio público, teniendo presente un contexto temporal particular y al mismo tiempo priorizando de alguna manera las necesidades de la colectividad.

Comúnmente muchos de los bienes y servicios considerados como públicos tienen un gran impacto económico y social en los países, como por ejemplo el servicio de energía eléctrica, el abastecimiento de agua potable, las telecomunicaciones y el suministro de los hidrocarburos por mencionar algunos. Dichos servicios para el caso de Costa Rica son regulados y su influencia para la economía familiar, así como, en los costos operativos de las empresas son de gran relevancia.

Según Bergara los servicios públicos tienen tres características centrales a saber: la primera, poseen altos montos de inversión inicial, en donde los activos tienen un alto grado de especificidad, el cual representan costos hundidos para la empresa, la segunda característica consiste en que este tipo de servicios se desenvuelven bajo fuertes economías a escala y la última

característica, tiene que ver con que los bienes y servicios producidos por estas industrias son consumidos masivamente, sin distinción de clases sociales, lo que genera según Bergara altos niveles de politización en la toma de decisiones del ente regulador (Bergara,1999).

Por otra parte, existen mercados dominados por una única empresa que provee bienes o servicios, los cuales, no tienen sustitutos cercanos, a este tipo de mercado se le conoce como monopolio, dichas empresas enfrentan por sí solas toda la demanda del mercado, esto les concede, poder de mercado en el establecimiento de precios.

Según la teoría microeconómica, la existencia de monopolios se debe al control exclusivo de un factor de producción que se encuentra en poder de la empresa, el cual, es necesario para producir determinado bien o servicio, por otro lado, también interviene causas de índole legal como lo son las patentes y concesiones otorgadas por el Estado, las mismas confieren a la empresa beneficios por un tiempo determinado.

Adicionalmente, se puede mencionar dos factores como lo son las economías de escala y las economías de alcance, los cuales, origina el surgimiento de los llamados monopolios naturales. Según Lasheras “un monopolio es natural cuando una determinada tecnología impone una función de costos según la cual resulta más caro producir la cantidad demandada de un determinado bien o servicio por dos o más empresas que por una sola” (Lasheras, 1999, p.32). Es importante hacer notar que la definición anterior, se refiere al concepto de subaditividad de costos, el cual según Gallardo es el concepto central de la definición de monopolio natural, esto debido a que es aplicable a cualquier tipo de empresa (Gallardo,1999).

Asimismo, es importante diferenciar entre empresas que producen un único bien o servicio y empresas que producen varios bienes o servicios. Según lo anterior, el concepto de economías de escala está ligado al primer tipo de empresas y se origina cuando los costos medios de producción disminuyen a medida que se incrementa el producto. Al respecto, una función de producción típica presenta un segmento que conforme aumenta el producto, el costo medio disminuye. Por tal motivo, las economías de escala se presentan en el tramo de la función de costos donde son decrecientes.

Sin embargo, como menciona Lasheras “la existencia de economías de escala depende, por tanto, del nivel de demanda si se mantiene invariable la función de costes” (Lasheras, 1999, p.33). Como se sabe la función de costos puede cambiar si cambia en nivel tecnológico utilizado.

El otro concepto por resaltar es el de economías de alcance, el cual está ligado a empresas multiproducto, al respecto Lasheras señala:

(...) Las economías de alcance se definen como aquella situación de la función de costos en la que producir una determinada cantidad de un conjunto de bienes o productos, separando cada uno de los productos que componen dicho conjunto, tiene un costo medio superior al que resulta cuando ese conjunto de bienes o servicios se produce conjuntamente por una única empresa (...). (Lasheras, 1999, p.34)

Al respecto, Gallardo deja claro que solo en el caso de empresas que produzcan un único bien o servicio las economías a escala son condición suficiente, aunque no necesaria para la existencia de un monopolio natural (Gallardo, 1999).

Y finalmente, Lasheras propone la sostenibilidad de precios como un argumento de mayor alcance para garantizar la permanencia de un monopolio, tal como lo expresa a continuación “el monopolio es sostenible si en las condiciones de producción y precio en que está funcionando no incentiva la entrada de un nuevo competidor que, de producirse, eliminaría las ventajas, en cuanto a coste, de producir mediante monopolio” (Lasheras, 1999, p.36).

Como consecuencia de las fallas de mercado, la teoría de la regulación sintetiza tres objetivos centrales que deberían perseguir todo organismo regulador, según Bergara, dichos objetivos son: eficiencia en la asignación de recursos, eficiencia productiva y preocupaciones distributivas. El primer objetivo tiene que ver con la utilización óptima de los recursos productivos, esto quiere decir, asignar recursos a aquellas actividades que deriven mayores retribuciones a nivel económico, evitando el desperdicio de recursos; el segundo objetivo se refiere a buscar minimizar costos de producción, mientras que el último objetivo, está ligado a definir cuales agentes deberían beneficiarse con las políticas regulatorias y cuál debería ser el mecanismo para trasladar esos beneficios (Bergara, 1999).

Los objetivos plasmados por Bergara expresan el comportamiento de un mercado competitivo, que en esencia el mercado regulado debería replicar, en busca de conseguir que el excedente del consumidor sea el máximo posible y que los costos de operación incurridos por las empresas sean cubiertos, garantizando una rentabilidad razonable para que puedan seguir operando, suponiendo una gestión eficiente de los recursos. Lo anterior debido a que el exceso de regulación y la inadecuada planificación podría generar efectos no deseados en los mercados regulados, dichos efectos son conocidos como fallos de la regulación (Bergara, 1999).

Según Lasheras existen algunos fallos característicos, el primero está relacionado con la información e incentivos, al no contar con información sobre los efectos de determinadas medidas regulatorias, el ente regulador podría estar causando ineficiencias mayores a las que desea evitar (Lasheras,1999). Otro fallo de la regulación es la inconsistencia en la toma de decisiones. Al respecto, Lasheras menciona que se suele priorizar las decisiones de corto plazo sobre las decisiones de largo plazo, y un tercer fallo es la captura del regulador, el cual se origina por presiones de diferentes grupos de poder, con el objetivo de que el regulador defiende intereses particulares sobre la colectividad (Lasheras, 1999).

En este sentido, lo anterior lleva a concluir lo complejo que es poder regular un mercado y las diferentes aristas que se deben contemplar en dicho proceso, en donde para lograr mercados competitivos es necesario una mejora regulatoria, entendida ésta, como participación eficiente del Estado, propiciando transparencia en los mecanismos de intervención, así como, evitando el exceso de trámites innecesarios y facilitando la entrada de competidores, para ello, es necesario que el gobierno defina un norte claro con respecto a las políticas públicas que debería seguir el país en torno a los servicios públicos y que cada cierto tiempo se replantee ese norte, conforme cambia la tecnología y las condiciones del mercado.

2.3 Autoconsumo

El autoconsumo orientando a satisfacer las necesidades de energía eléctrica, sean estas individuales o colectivas de los diferentes agentes económicos, se caracteriza por la generación de energía eléctrica instalada por el o los agentes económicos para cubrir de forma directa, sea parcial o total la demanda de electricidad.

Para ejemplificar el punto anterior, España define autoconsumo como “se entenderá por autoconsumo el consumo por parte de uno o varios consumidores de energía eléctrica proveniente de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos” (Real Decreto 244, 2019, p. 25).

Por su parte, en Costa Rica, autoconsumo se entiende como “el aprovechamiento de la energía generada por parte del productor-consumidor para abastecer de forma exclusiva su propia demanda, en el mismo sitio donde la produce” (Poder Ejecutivo de la República de Costa Rica, 2015, p.4)

Después de analizar ambas definiciones, se puede notar como elemento diferenciador el carácter colaborativo presente en el mercado español, lo cual podría ayudar a incentivar esta actividad, de tal manera que se pueda democratizar en todos los sectores de la población.

Por otro lado, es importante precisar que cada mercado define el nivel de capacidad de los sistemas para producir energía eléctrica bajo el esquema de autoconsumo, esto quiere decir que en algunos mercados la capacidad de generación es mayor en comparación a otros.

Unido al punto anterior, los sistemas de generación pueden utilizar diferentes tipos de fuente para producir energía eléctrica, las mismas pueden ser renovable (sol, viento, agua, biomasa, entre otras) o no renovable (combustibles fósiles, principalmente). La utilización de uno u otro tipo de fuente, está en función a los objetivos estratégicos impulsados por los gobiernos, por medio de políticas públicas. En el caso de Costa Rica, el Minae como ente rector define la utilización de fuentes renovables para la generación eléctrica de autoconsumo como de interés público, según se establece en el Decreto 39220-MINAE, artículo 2:

(...) Se declara de interés público la actividad de generación distribuida para autoconsumo como un instrumento para promover la generación de electricidad haciendo uso de fuentes de energía renovable, y contribuir con el cumplimiento de la meta establecida por el país de ser carbono neutral. (Poder Ejecutivo de la República de Costa Rica, 2015, p.3)

2.4 Generación distribuida

Primeramente, es importante hacer mención que la GD no es un tema nuevo en la escena internacional. Su origen está ligado a la evolución de los sistemas y redes eléctricas en la década de los setenta.

Actualmente, su auge se debe a varios factores, dentro de los cuales se encuentran el desarrollo de nuevas tecnologías, la liberalización de los mercados eléctricos, disminuir las pérdidas por transmisión eléctrica, facilitar el acceso al servicio eléctrico, alto costo de la tarifa eléctrica, el crecimiento de la demanda energética, así como, la creciente preocupación por el cambio climático.

La GD, a pesar de ser un tema que tiene varios años analizándose, hoy en día, no existe consenso de cuál debería ser su definición. Esto se debe en gran medida a que antes de poder definir este concepto se debe tener claro aspectos como su ubicación en la red, tipos de tecnologías a utilizar, capacidad instalada y hasta su posible impacto ambiental, en donde todos estos elementos deberían responder a objetivos que el país o la sociedad quiere lograr con respecto al modelo energético y el desarrollo socioeconómico.

Sin embargo, la Oficina de los Mercados de Gas y Electricidad (*OFGEM* por sus siglas en inglés) de Gran Bretaña define GD como “una planta generadora de electricidad que está conectada a una red de distribución en lugar de la red de transmisión” (Oficina de los Mercados de Gas y Electricidad, s.f.).

Otra definición la proporciona la Agencia Internacional de Energía (*IEA*, por sus siglas en inglés) “instalación y funcionamiento de unidades de generación de energía eléctrica conectadas directamente a la red de distribución o al medidor del cliente” (Ackermann, 2013, p. 4).

En el ámbito nacional, el MINAE como ente rector, mediante el Decreto 39220-MINAE *Reglamento de Generación Distribuida para Autoconsumo con Fuentes Renovables Modelo de Contratación Medición Neta Sencilla* en su artículo 5 define la generación distribuida para autoconsumo como “la alternativa para que los abonados generen electricidad mediante fuentes renovables con el propósito de satisfacer sus necesidades, funcionando en paralelo con la red de distribución eléctrica, bajo el concepto de depósito y devolución de energía” (Poder Ejecutivo de la República de Costa Rica , 2015, p.4).

Bajo el contexto anterior, se puede extraer como común denominador las siguientes características que debe cumplir la GD y en específico para autoconsumo:

- Ser un sistema de generación eléctrica instalado en el área de consumo.
- Y debe de estar conectado a la red de distribución.

Por otra parte, existen elementos vinculados a la generación distribuida que son necesarios tener en cuenta para comprender como se desarrolla esta actividad en el mercado nacional como es el caso de la figura del productor-consumidor, según el Decreto 39220-MINAE en su artículo 13, lo define como:

(...) toda persona física o jurídica que produce electricidad con fuentes renovables para ser aprovechada exclusivamente por él, en el mismo sitio donde se genera, con el único propósito de suplir parcial o totalmente sus necesidades de energía eléctrica. (Poder Ejecutivo de la República de Costa Rica, 2015, p.7)

Por su parte, la GD conectada con la red de distribución funciona generalmente bajo la modalidad contractual de medición neta, la cual, a su vez se puede descomponer en medición neta sencilla y medición neta completa.

Según Vargas, la medición neta sencilla permite que el excedente de energía generado pueda ser utilizado durante un período de tiempo determinado, sin embargo, no se reconoce ningún tipo de compensación monetaria por el excedente de energía inyectado a la red de distribución. Por otro lado, la modalidad neta completa, distingue dos métodos para su implementación. El primer método permite a los clientes ahorrar sus excedentes generados en un periodo de facturación y usarlos en el próximo periodo. A dicho método se le conoce como *Power Banking*. El segundo método es monetario, esto quiere decir que el cliente recibe un monto económico por los excedentes de energía inyectados a la red de distribución a un precio de venta al por menor de la empresa (*retail*) o por el costo evitado por la empresa de producir un kWh de energía (Vargas, 2013).

Para Costa Rica se presentan las dos modalidades, la medición neta sencilla, la cual se establece para autoconsumo, mientras que la medición neta completa se enmarca bajo la Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela - Ley 7200, y se aplica para la venta de energía eléctrica por parte de los generadores privados al ICE (Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica, 1990).

Aunado al párrafo anterior, es importante señalar que el presente documento se enfoca en la GD para autoconsumo definida en el Decreto 39220-MINAE (Poder Ejecutivo de la República de Costa Rica, 2015), esto con el fin de ser consistente con la reglamentación vigente, bajo un enfoque de análisis para el sector residencial.

Finalmente, en el marco de la GD sobresalen otras definiciones que son importantes de comprender como lo son el concepto de energía generada, energía inyectada o depositada y energía retirada. Al respecto, se entiende por energía generada; a la energía producida por el productor-consumidor por medio de la planta de GD, por otro lado, la energía inyectada o depositada; es el excedente de la energía generada por el productor-consumidor que es depositada en la red de distribución para ser consumida de manera diferida. Y, por último, la energía retirada; es la energía previamente depositada por el producto-consumidor, en la red de distribución y la cual, es retirada para su consumo en un período de tiempo distinto a su producción (Valverde, 2017).

2.4 Generación eléctrica fotovoltaica

Es importante tener presente que la energía solar fotovoltaica es la simple conversión de energía luminosa (fotones) en energía eléctrica a través de las celdas generalmente de silicio de los paneles fotovoltaicos. Según el estudio *Energía Solar Fotovoltaica Aspectos Técnicos y Simulación de una tarifa de referencia* realizado por el ICE, menciona que esta tecnología cuenta con las siguientes características: no presenta elementos en movimiento, no emite ruido ni tampoco genera contaminantes (Instituto Costarricense de Electricidad, 2013). Además, cabe mencionar que estos paneles están diseñados para soportar diferentes tipos de climas, inclusive los más extremos.

La energía solar fotovoltaica puede ser aprovechada por medio de dos tipos de instalaciones. El primer tipo son los sistemas aislados y el segundo tipo son los sistemas conectados a la red eléctrica (Instituto Costarricense de Electricidad, 2013).

Con respecto al primer tipo, Lobo (2014) menciona lo siguiente: “se utiliza para cubrir pequeños consumos eléctricos en el mismo lugar donde se produce la demanda” (Lobo, 2014, p.7), mientras que para el segundo tipo, existen dos modalidades, la primera modalidad hace referencia a las centrales fotovoltaicas, “en donde la energía eléctrica generada se entrega directamente a la red eléctrica, como en otra central convencional de generación eléctrica” (Lobo, 2014, p.7), mientras que en la segunda modalidad, se refiere a :

(...) sistemas fotovoltaicos aplicados, en edificios o industrias, conectados a la red eléctrica, en los que una parte de la energía generada se invierte en el mismo autoconsumo del edificio, mientras que la energía excedente se entrega a la red eléctrica. También es posible entregar toda la energía a la red; el usuario recibirá entonces la energía eléctrica de la red, de la misma manera que cualquier otro. (Lobo, 2014, p.7)

Actualmente, estos sistemas han evolucionado con el pasar del tiempo, en donde la eficiencia en términos ingenieriles es un tema de gran importancia, ya que influye directamente en su precio y en la producción, bajo esta perspectiva, un concepto relevante es la eficiencia de conversión, la cual, el ICE la define como:

(...) la razón entre la energía eléctrica producida por la celda y la cantidad de energía solar que esta recibe por segundo. Este parámetro es el principal indicador del desempeño de una celda y por lo tanto de un módulo fotovoltaico. La eficiencia de un módulo varía según el tipo de fabricación (...). (Instituto Costarricense de Electricidad, 2013, p.7)

Otro concepto de gran importancia y relacionado a la definición anterior es el factor de planta, al respecto el estudio titulado *Determinación de la tarifa retributiva para instalaciones FV en Costa Rica* elaborado en el 2014 por ECLAREON, lo define como:

El factor de planta (o factor de capacidad, CF, por sus siglas en inglés) es la relación entre la energía generada por un sistema FV en un período determinado (habitualmente un año) y la energía teórica que hubiese generado de funcionar a plena carga durante dicho período. Se define plena carga como la potencia nominal del sistema FV. (ECLAREON, 2014, p.5)

Unido al concepto anterior, la Aresep por medio de la Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de generación de energía eléctrica brindado para las empresas públicas, municipales y cooperativas de electrificación rural, publicada en el diario oficial La Gaceta N°. 154 en el Alcance N°. 63 del 10 de agosto del 2015, define el factor de carga como “(...) el resultado de dividir la energía vendida, según el periodo, por la demanda máxima, por periodo, multiplicado por la cantidad de horas al año correspondientes según el periodo horario” (Autoridad Reguladora de Servicios Públicos, 2015, p 37). Tal y como se presenta en la siguiente ecuación:

$$FC_{ph,tm} = \frac{VRE_{ph,tm}}{DM_{ph,tm} * 365 * H_{ph,tm}}$$

Donde:

$FC_{ph,tm}$	=	Factor de carga, por periodo horario o temporada.
$VRE_{ph,tm}$	=	Ventas de energía reales. Son las ventas de energía reales obtenidas del operador por período horario y temporada.
$DM_{ph,tm}$	=	Demanda máxima anual, por período horario y temporada.
H	=	Horas.
ph	=	Periodos horarios (punta, valle o nocturno).
tm	=	Temporadas (alta o baja).
365	=	Número de días del año.

Asimismo, la potencia de los paneles se relaciona directamente con su tamaño, esto quiere decir, que a mayor tamaño del panel mayor será su potencia (Valverde, 2017). Conocer la información anterior, es importante para contemplar el número de paneles según la potencia requerida y prever el área necesaria requerida para su instalación.

La metodología tarifaria anterior, también define potencia como “(...) el cociente de la energía por periodo y el resultado obtenido de multiplicar el factor de carga por las horas por mes (...)” (Autoridad Reguladora de Servicios Públicos, 2015, p.36). Según se observa en la siguiente ecuación:

$$kW_{em,i,ph,tm} = \frac{VHT_{em,t+1,i,ph,tm}}{COP_{ph,tm}} \text{ (ecuación 1)}$$

Donde:

$kW_{em,i,ph,tm}$	=	Potencia estimada por mes i de t+1 por periodo horario y temporada.
$VHT_{em,t+1,i,ph,tm}$	=	Ventas Totales de Energía a em estimadas por período horario, temporada y mes, estimadas para el período t+1.
$COP_{ph,tm}$	=	Componente para obtener potencia.
t+1	=	Periodo en el que estará vigente el ajuste tarifario.
em	=	Empresa distribuidora y usuarios directos.
ph	=	Periodo horario (punta, valle o nocturno).
tm	=	Temporada alta o baja.
i	=	Índice de mes.

El componente para obtener la potencia se calcula se la siguiente manera:

$$COP_{ph,tm} = FC_{ph,tm} * 30 * H_{ph,tm} \text{ (ecuación 2)}$$

Donde:

$COP_{ph,tm}$	=	Componente para obtener potencia, para el periodo horario ph y temporada tm.
$FC_{ph,tm}$	=	Factor de carga, por periodo horario o temporada
$H_{ph,tm}$	=	Horas, por periodo horario o temporada.
ph	=	Periodo horario (punta, valle o nocturno).
tm	=	Temporada (alta o baja).
30	=	Número de días al mes.

Al sustituir la ecuación 2 en la 1 se obtiene la siguiente fórmula:

$$kW_{em,t+1,i,ph,tm} = \frac{VHT_{em,t+1,ph,tm}}{FC_{ph,tm} * 30 * H_{ph,tm}}$$

Ahora bien, es relevante tener presente que los sistemas fotovoltaicos generalmente no funcionan a plena capacidad instalada, y esto se debe a diferentes factores entre ellos: la disponibilidad de la fuente de energía; en el caso del sol, la radiación solar no es constante a lo largo del día y se ve afectada por el período horario y por las condiciones climatológicas (nubosidad, viento y la lluvia).

Como se mencionó de previo, el recurso principal para poder desarrollar este tipo de generación es el sol, y Costa Rica por su ubicación geográfica es un país tropical y cuenta con este recurso en forma abundante durante casi todo el año, este factor se puede medir por la irradiación solar, según el Glosario del Instituto Meteorológico Nacional (IMN), define la irradiación como: “Acción y efecto de despedir un cuerpo rayos de luz, calor u otra energía en todas direcciones” (Instituto Nacional Meteorológico, s.f.).

Asimismo, ECLAREON indica que la temperatura media anual en Costa Rica es levemente inferior a los 25°C, y depende principalmente de la altura. Además, cita que la temperatura no debe verse como un factor aislado sino en combinación con el efecto del viento, donde la eficiencia del sistema no se ve afectada en gran medida por las altas temperaturas ya que los paneles no se calientan tanto a casusa del viento (ECLAREON, 2014, p.11).

Otro factor que limita la plena capacidad de generación es el tipo de tecnología. Actualmente, existen paneles monocristalinos, policristalinos y amorfos. Otro factor que afecta la capacidad de generación es la vida útil, para paneles cuyo país de origen es China la vida útil es de 15 años, mientras que para paneles con fabricación alemana su vida útil es de 25 años (Valverde, 2017).

En adición a lo anterior, surge el concepto de degradación, según ECLAREON (2014) este concepto se relaciona con la pérdida de rendimiento de los módulos fotovoltaicos por el uso. En específico para el caso de Costa Rica, el clima es un elemento que contribuye a la degradación de los paneles, ya que, se presentan condiciones climatológicas de gran calor y humedad que hacen mermar la producción fotovoltaica. El estudio menciona que la degradación anual puede oscilar entre un factor de 0,5% y un 1%. No obstante, recomienda utilizar un factor de degradación de 0,5% anual (ECLAREON, 2014, p.28).

2.4 Criterios de inversión necesarios para un modelo de costo-beneficio

La evaluación financiera de proyectos de inversión busca orientar a los agentes económicos a tomar decisiones razonadas sobre si una determinada inversión va a aumentar su patrimonio o por el contrario va a generar una disminución de este, ya sea, utilizando recursos propios o por medio de terceros.

En las ciencias económicas, existen diferentes herramientas para evaluar proyectos de inversión, entre las herramientas más utilizadas se encuentran: el valor actual neto o también conocido como el valor presente neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR), el índice de rentabilidad (IR) y el flujo de caja.

Para Ross, Westerfield y Jordan:

(...) con la TIR se trata de encontrar una sola tasa de rendimiento que resuma los méritos de un proyecto. Además, es de desear que sea una tasa “interna” en el sentido que solo dependa de los flujos de efectivo de una inversión en particular, no de las tasas que se ofrecen en otras partes (...). (Ross, Westerfield & Jordan, 2015, p. 273)

Por otra parte, el índice de rentabilidad (IR), también es un instrumento que ayuda en el análisis de proyectos de inversión. Al respecto Ross, Westerfield y Jordan comentan lo siguiente “es la razón beneficio - costo. Este índice se define como el valor presente de los flujos de efectivo esperados de una inversión dividida entre la inversión inicial” (Ross, Westerfield & Jordan, 2015, p.284). Se puede extraer que para poder utilizar el IR es necesario haber calculado previamente el VAN.

Según Ross, Westerfield y Jordan, el valor presente neto “es una medida de cuanto valor se crea o se agrega hoy al efectuar una inversión” (Ross, Westerfield & Jordan, 2015, p.261). Para poder calcular el VAN, se hace necesario traer a valor presente cada uno de los flujos de caja neto, esto a fin de incorporar el valor del dinero en el tiempo.

Al respecto de lo anterior, Araya menciona lo siguiente:

Al proceso mediante el cual se trae a valor presente los flujos de fondos, se le denomina descuento de los fondos, obedece este nombre al hecho de que a cada flujo de los dineros que se recibirán en el futuro, se le castiga o “descuenta una parte”. Esta parte que se descuenta estará en función del plazo al que se espera recibir esos recursos y de la tasa de descuento (interés o rentabilidad) que se utilice. (Araya, 2009, p.9)

La fórmula de cálculo es la siguiente:

$$VAN = -I_0 + \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1 + r_d)^j}$$

Donde:

VAN	=	Valor actual neto del proyecto.
-I ₀	=	Inversión inicial que se debe realizar para desarrollar el proyecto.
FC _j	=	Flujos netos (ingresos – gastos) de fondos para todos los “n” periodos definidos en el flujo de efectivo.
rd	=	Tasa de rentabilidad a la que el inversionista va a descontar los fondos.

El cálculo del VAN puede arrojar tres resultados a saber: un VAN positivo; en este caso convendría realizar el proyecto de inversión, ya que, el inversionista aumentaría su riqueza, por el contrario, un VAN negativo; el inversionista no debería ejecutar el proyecto, debido a que obtendría pérdidas económicas y un VAN igual a cero; en este caso, al inversionista le es indiferente realizar o no la inversión, se encontraría en un punto de equilibrio.

De acuerdo con el párrafo anterior, conviene comprender cuales son los elementos que determinan que un VAN genere un valor positivo o mayor a cero. Al analizar el concepto del VAN, la variable relevante para tener un resultado positivo son los flujos de fondo o también llamados flujos de caja, entendidos estos, como los ingresos menos los costos y/o gastos (egresos) que genera el proyecto de inversión en periodos determinados de tiempo, descontados o traídos a valor presente en función del plazo que se espera recibir los recursos y de la tasa de descuento.

Asimismo, para el presente trabajo de investigación es fundamental definir qué se entiende por análisis de costo-beneficio, al respecto Azqueta, menciona que:

(...) el análisis coste-beneficio no es sino la formalización de una práctica cotidiana: sopesar las ventajas e inconvenientes de una determinada ALTERNATIVA, sea en sí misma o en comparación con otras. Esto es algo que las personas realizan todos los días, con mayor o menor rigor, en función de la importancia de la decisión a tomar. (citado en Tirado, 2007, p.3).

De tal manera, se puede considerar que un análisis de flujo de fondos es un instrumento que estima el costo-beneficio para poder establecer la conveniencia de una inversión o decisión de inversión. Aunado a lo anterior, las herramientas de evaluación financiera abordadas previamente ayudan a determinar el valor del dinero en el tiempo, el cual, es necesario para un análisis integral en torno a una decisión de inversión.

Asimismo, para iniciar todo proyecto de inversión es fundamental contar con recursos, los mismos, pueden provenir de fuentes propias (ahorros) o por medio de terceros (préstamos). Esta investigación basa el análisis de costo-beneficio bajo el supuesto que los hogares utilizan recursos de terceros para invertir en paneles fotovoltaicos para generar su propia energía eléctrica.

Ahora bien, comúnmente la utilización de recursos de terceros como medio de financiamiento conlleva para el deudor el desembolso de ciertos flujos de efectivo bajo una tasa de interés en un periodo de tiempo determinado. El desembolso de estos flujos de efectivo periódicos se conoce como cuotas, las cuales, sirven para pagar los intereses al tiempo que reducen el monto del principal adeudado.

Al respecto, las matemáticas financieras proporcionan información de diferentes fórmulas para calcular cuotas bancarias. Según Aching, una de las fórmulas comúnmente utilizadas se muestra a continuación (Aching, 2006, p.59):

$$C = VA \left(\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right)$$

Donde:

C	=	Cuota o pago periódico.
VA	=	Inversión inicial que se debe realizar para desarrollar el proyecto.
i	=	Tasa de interés por periodo.
n	=	Plazo o periodo de pago

Este estudio utiliza en lo fundamental el flujo de caja como instrumento para calcular el costo-beneficio monetario, debido a que el modelo propuesto se desarrolló utilizando este análisis, el cual se justifica y aborda a profundidad en el Capítulo IV, sección 4.4.

En resumen, conviene comprender y tener presente los temas tratados en este capítulo, en especial qué se entiende por costo-beneficio, ya que, son fundamentales para analizar el contexto en el cual se desenvuelve la presente investigación.

Capítulo III

3. Metodología de la investigación

3.1 Tipo de investigación

La GD fotovoltaica para autoconsumo con énfasis en los hogares, se considera un tema novedoso a nivel nacional, por ende, se requiere de un gran componente investigativo, en donde la búsqueda de información cuantitativa y bibliográfica a nivel internacional toma gran relevancia, principalmente, en aspectos regulatorios, técnicos, legales, económicos y ambientales. Razón por la cual el estudio posee elementos de tipo exploratorio. Al respecto, Hernández, Fernández y Baptista establece que “Los estudios exploratorios se realizan cuando el objetivo es examinar un tema o problema de investigación poco estudiado, del cual se tienen muchas dudas o no se ha abordado antes (...)” (Hernández, Fernández & Baptista, 2006, p. 100).

Además, la investigación pretende brindar un endenteciendo amplio del contexto y las variables relevantes en torno al fenómeno a investigar, profundizando más allá de un proceso meramente descriptivo, por tal motivo este estudio también es de tipo explicativo, tal y como lo menciona Hernández, Fernández y Baptista “las investigaciones explicativas son más estructuradas que las demás clases de estudios y de hecho implican los propósitos de ellas (exploración, descripción y correlación), además de que proporcionan un sentido de entendimiento del fenómeno a que hacen referencia” (Hernández, Fernández & Baptista, 2006, p.109).

Bajo el contexto anterior, es una investigación que combina diferentes tipos metodológicos, los cuales, se complementan para hacer un análisis integral a nivel país del tema de la GD en los hogares costarricenses.

3.2 Enfoque de la investigación

Es importante precisar que esta investigación, se apoya en una fuerte labor de recolección, sistematización, verificación y procesamiento de gran volumen de datos de fuentes primarias principalmente, donde se conjugan información de tipo cuantitativo y cualitativo para el desarrollo correcto del estudio.

Al respecto, autores como Teddlie y Tashakkori, Creswell, Mertens, Williams, Unrau y Grinnell, mencionan que “El enfoque mixto es un proceso que recolecta, analiza y vincula datos cuantitativos y cualitativos en un mismo estudio o una serie de investigaciones para responder a un planteamiento del problema (...)” (citado en Hernández, Fernández & Baptista, 2006, p.755).

Según lo expuesto, la investigación no se resume en un tipo de estudio en particular, sino por el contrario, vincula elementos de diferentes tipos de estudios, adoptando el tipo de investigación mixta con el fin de realizar un desarrollo correcto del estudio.

3.3 Alcance

Para Hernández, Fernández & Baptista, el alcance se puede entender como:

Una vez que hemos efectuado la revisión de la literatura y afinamos el planteamiento del problema, consideramos qué alcances, inicial y final, tendrá nuestra investigación: exploratorio, descriptivo, correlacional o explicativo. Es decir, ¿hasta dónde, en términos de conocimiento, es posible que llegue el estudio?. (Hernández, Fernández & Baptista, 2006, p.115) (El subrayado no es del original)

Esta investigación pretende aportar una base científica, sobre los elementos regulatorios y de mercado más relevantes que impactan la decisión de inversión de los hogares costarricenses en torno a la generación distribuida para autoconsumo. Lo anterior, con el objetivo de que los hogares puedan tener criterios sólidos, exante a realizar una inversión de estas características.

Lo anterior se logrará con los resultados obtenidos del modelo propuesto, donde primeramente se identificarán las políticas regulatorias establecida en el marco normativo vigente, para luego poder analizar y extraer las variables más trascendentes que afectan la actividad. Consecuentemente, se realizará un análisis integral para brindar conclusiones y recomendaciones a los hogares costarricenses, así como, a los tomadores de decisión, de que variables afectan la obtención o no de resultados positivos (costo-beneficio), con el fin de que cuenten con un panorama transparente antes de destinar recursos.

Con la consecución del trabajo se espera que los hogares costarricenses cuenten con una investigación clara, transparente y accesible de los aspectos más relevantes a considerar antes de destinar recursos en la inversión en generación distribuida para autoconsumo con paneles solares. Además, que sirva de insumo a los tomadores de decisión de políticas públicas para propiciar una mejora de la actividad.

3.4 Universo de la investigación

Para el presente trabajo investigativo se utilizará la información mensual correspondiente a la población total de los hogares productores consumidores registrados como abonados en las ocho empresas distribuidoras a nivel nacional para el 2017, esta información contempla un total de 3 425 registros y más de 26 variables de tipo ingenieril y económico, la cual es suministrada a la Aresep en formatos preestablecidos.

3.5 Técnicas e instrumentos de investigación

3.5.1 Minería de datos

La investigación contempla una fuerte labor en el manejo de grandes cantidades de datos de distintas fuentes y con estructuras variadas. Al respecto Ángeles & Santillán definen el concepto de minería de datos como:

(...) es el proceso que tiene como propósito descubrir, extrae y almacenar información relevante de amplias bases de datos, a través de programas de búsqueda e identificación de patrones y relaciones globales, tendencias, desviaciones y otros indicadores aparentemente caóticos que tienen una explicación que pueden descubrirse mediante diversas técnicas de esta herramienta.

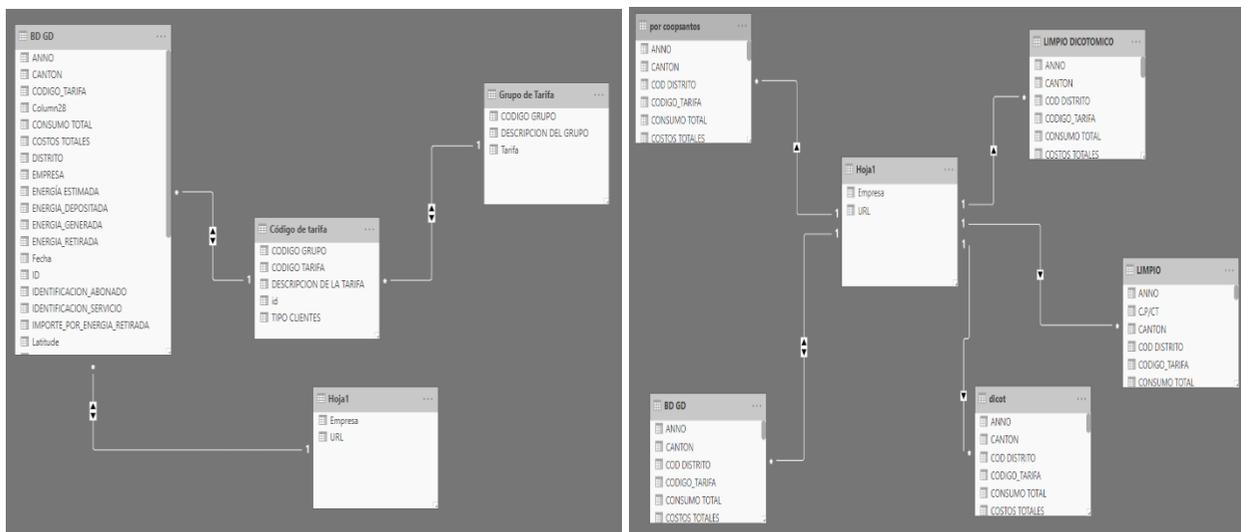
El objetivo fundamental es aprovechar el valor de la información localizada y usar los patrones preestablecidos para que los directivos tengan un mejor conocimiento de su negocio y puedan tomar decisiones más confiables. (Ángeles & Santillán, s.f., p.1-2)

Por su parte, los datos utilizados deberán pasar previamente por procesos de validación, estandarización y automatización, esto con el fin de apalear problemas comunes del manejo de datos como lo son; inconsistencias, datos faltantes, valores atípicos o extremos, entre otros.

Para esta investigación la base de datos consolidada se diseñará utilizando el modelo entidad interrelación (*entity-relationship*, por sus siglas en inglés), este modelo según Silberschatz & Korth “está basado en una percepción del mundo real que consta de una colección de objetos básicos, llamados entidades, y de relaciones entre estos objetos. Una entidad es una «cosa» u «objeto» en el mundo real que es distinguible de otros objetos (...)” (Silberschatz & Korth, 2002, p. 5).

Posteriormente, para vincular las distintas bases de datos (bases de datos históricas de tarifas, bases de datos de georreferencias y bases de datos de generación distribuida de las ocho empresas distribuidoras) se empleará el modelo relacional, el cual se encuentra a un nivel de abstracción inferior al modelo de datos de entidad interrelación (Silberschatz & Korth, 2002, p. 6). Tal y como se muestra en el siguiente esquema;

Esquema 2 Relaciones bases de datos utilizadas



Fuente: Elaboración propia.

3.5.2 Técnicas de recolección de datos

Según Hernández, Fernández y Baptista, “recolectar los datos implica elaborar un plan detallado de procedimientos que nos conduzcan a reunir datos con un propósito específico (...)” (Hernández, Fernández & Baptista, 2006, p.274).

Para este trabajo, la mayor parte de la información será obtenida mediante fuentes primarias y secundarias de instituciones públicas y privadas, así como, de reuniones con expertos, en donde su análisis será llevado a cabo por el investigador.

Las técnicas de recolección de datos a emplear son las siguientes:

- **Recolección de información por medio de bases de datos de instituciones:** Se recolectará datos de las ocho empresas de distribución eléctrica a través de la Aresep. Además, se complementará con información del Ministerio de Ambiente y Energía (Minae), Asociación Costarricense de Energía solar (Acesolar), Banco Central de Costa Rica (BCCR), entre otras fuentes, con el fin de crear una base de datos de información de fuentes primarias necesaria para la investigación.
- **Recolección de datos por medio de documentos:** Se realizará un compendio de documentos bibliográficos de entes públicos y privados tanto a nivel nacional como internacional, sobre investigaciones relacionadas con la GD fotovoltaica. Lo anterior, con el fin de extraer recomendaciones y posibles mejoras regulatorias al modelo actual.
- **Consultas técnicas:** Se realizarán consultas no estructuradas a expertos, tanto en el área de ciencias económicas como de las ingenierías, esto con el fin de profundizar en la investigación tomando en cuenta diferentes ópticas del funcionamiento del mercado, así como, la obtención de datos relevantes para el correcto análisis de los resultados. Las consultas pueden llevarse a cabo vía electrónica o de manera personal según la conveniencia de las partes.

3.5.3 Técnicas para el procesamiento de los datos

Se utilizará una serie de herramientas informáticas según se exponen a continuación:

- **Excel 2016:** La mayoría de la información de las instituciones públicas y privadas están contenidas en formato Excel. Además, este formato permite exportar dichos datos con gran facilidad. Por tal motivo se utilizará este programa para obtener los datos necesarios para la investigación y posteriormente aplicar un *data mining* (minería de datos) con el fin de contar con información de calidad. Asimismo, este software se empleará para poder desarrollar el modelo expuesto en la sección precedente, así como, realizar los análisis numéricos necesarios.

- **Microsoft Power BI:** Con el fin de consolidar bases de datos de gran volumen, realizar análisis de resultados de forma dinámica y establecer el modelo relacional para integrar las diferentes bases de datos se utilizará el *Power BI*, el cual, es una herramienta desarrollada por Microsoft para dichos propósitos, según lo requerido por el investigador.

3.6 Matriz metodológica: Definición conceptual y operacional de las variables

Tabla 1: Cuadro de variables y parámetros

Variable/Parámetro	Definición conceptual	Definición operacional
Costo total	Suma de los costos y gastos que incurre el hogar productor para generar su propia energía eléctrica mensualmente, incluye lo correspondiente a la tarifa residencial, tarifa de acceso y la cuota del préstamo.	Los datos se obtendrán y estimarán de: - Aresep - Empresas de distribución eléctrica - Empresas comercializadoras de paneles - BCCR
Cuota bancaria	Cuota anticipada con periodicidad mensual para el financiamiento de la inversión.	Los datos se estimarán de: - BCCR - Empresas comercializadoras de paneles
Energía comprada	Indica la energía eléctrica comprada por el hogar productor mensualmente a la empresa distribuidora	Los datos se obtendrán de: - Aresep - Empresas de distribución eléctrica
Energía consumida	Consumo total mensual de energía eléctrica por parte del hogar productor	Los datos se obtendrán de: - Aresep - Empresas de distribución eléctrica
Energía generada	Energía producida mensualmente por el hogar productor	Los datos se obtendrán de: - Aresep - Empresas de distribución eléctrica
Energía inyectada	Energía inyectada de manera mensual por el hogar productor a la red de distribución eléctrica	Los datos se obtendrán de: - Aresep - Empresas de distribución eléctrica
Energía retirada	Energía retirada de manera mensual por el hogar productor de la red de distribución eléctrica	Los datos se obtendrán de: - Aresep - Empresas de distribución eléctrica
Ingreso total	Para esta investigación se va a entender como el ahorro que percibe el hogar, producto a que no destinan o disminuyen la transferencia de recursos económicos a favor de la empresa de distribución por concepto de consumo eléctrico en su facturación mensual.	Los datos se obtendrán de: - Aresep - Empresas de distribución eléctrica
Número de panales	Indica el número de paneles requeridos para obtener la energía generada según nivel de consumo del hogar productor.	La información se obtendrá y estimarán de: - Empresas distribuidoras

		- Empresas comercializadoras de paneles
Periodo del crédito	Es el plazo o periodo de tiempo para cancelar el crédito. Es un valor constante que resulta del promedio de las cotizaciones.	La información se obtendrá de estimaciones de datos de: - Empresas comercializadoras de paneles
Potencia	Se entiende como el cociente de la energía por periodo y el resultado obtenido de multiplicar el factor de carga por las horas por mes. Para esta investigación se supone un valor constante promedio de 0,34kW en cada panel.	La información se obtendrá de estimaciones de datos de: - Empresas comercializadoras de paneles
Tarifa de acceso	Tarifa que debe asumir el abonado productor por estar conectado a la red de distribución eléctrica	Los datos se obtendrán de: - Aresep
Tarifa residencial	Tarifa que debe pagar el abonado productor según empresa distribuidora y estructura tarifaria donde se ubique en su consumo eléctrico.	Los datos se obtendrán de: - Aresep
Tasa de interés	Tasa de interés activa promedio de consumo del Sistema Financiero Nacional para el 2017.	Los datos se obtendrán de: - BCCR
Valor del panel	Es un monto promedio en colones corrientes que resulta del valor promedio del costo por watt pico instalado (\$/Wp) contenido en las cotizaciones obtenidas por parte de las empresas comercializadoras.	Los datos se obtendrán de: - Empresas comercializadoras

Fuente: Elaboración propia

3.7 Etapa de análisis de los datos recabados

- **Primera etapa.** Recolección, sistematización, depuración y análisis de la información recolectada.
- **Segunda Etapa.** Diseño y construcción de bases de datos relacional.
- **Tercera etapa.** Definición y justificación de parámetros y variables a utilizar. Lo anterior, con base en fundamentos teóricos y criterio de expertos debidamente respaldado al inicio de este capítulo.
- **Cuarta etapa.** Establecer el programa o software a emplear, esto según la naturaleza y el tratamiento que se quiera dar a los datos.
- **Quinta etapa.** Formular informes o reportes de análisis de los resultados obtenidos.

3.9 Limitaciones de la investigación

En primer lugar, es importante tener presente que la información es generada por cada empresa de distribución eléctrica, cuyo acceso es restringido por contener información privada de abonados. Por tal motivo, existe una barrera de entrada para disponer de esta información actualizada, confiable y oportuna de manera directa, la cual está en función del trabajo que realicen las empresas distribuidoras sobre los datos, que posteriormente serán remitidos a la Aresep a través de la resolución RIE-089-2016. Por tal motivo, en los anexos se mostrará una parte de esta información y no su totalidad.

Unido a lo anterior, el mercado actual donde se desenvuelven las empresas dedicadas a la comercialización e instalación de paneles solares es un mercado relativamente incipiente pero altamente competitivo. Esto produce ciertas restricciones a la hora de poder acceder a información de cotizaciones de precios.

Otro factor que limita esta investigación es el no disponer de gran volumen de datos históricos que facilite la construcción de series de tiempo extensas. Esto debido a dos motivos principales, el primer motivo tiene que ver con la reciente incursión en la adopción de la GD para autoconsumo por parte de los agentes económicos y en específico de los hogares. El segundo motivo está relacionado al primero, debido a que producto del reciente auge de estas tecnologías en el país, hizo necesario que la Aresep iniciará apenas en el 2017 con la recepción de información relacionada con la GD por parte de las empresas distribuidoras.

Es importante resaltar que se trató de realizar un análisis exhaustivo con toda la información de los clientes en GD residencial a nivel nacional para el 2017. Sin embargo, puede que no sea representativo para todos los clientes que podrían convertirse en generadores distribuidos, debido a que los hogares productores consumidores que ingresaron en el 2017 podrían ser los menos adversos al riesgo y con facturaciones muy elevadas.

Por otra parte, la energía que se necesita generar para satisfacer un nivel dado de consumo está en función del número de paneles y sus respectivas especificaciones técnicas. Por ende, la cantidad de paneles que se requiera cambia según lo anterior, y con ello el monto de la inversión a realizar. Actualmente, en el mercado nacional existe variedad de paneles solares de diferentes características técnicas.

Por otro lado, es necesario indicar que existen otros costos además de los paneles como es el caso de los inversores, el medidor, los sistemas de montajes, la instalación, seguros de los equipos, mantenimiento, así como, el pago de estudio de viabilidad establecidos por la compañía eléctrica y el Colegio Federado de Ingenieros y Arquitectos.

Sin embargo, para el presente trabajo, se utilizó un valor promedio de watt pico (Wp) instalado, con el fin de estimar un costo promedio del panel con datos de las cotizaciones que se lograron obtener de las empresas comercializadoras (ver anexo). Al estimar el costo del panel de esta manera, implícitamente se está reconociendo todos los costos y gastos necesarios que debe incurrir un hogar para la instalación y puesta en funcionamiento para generar su propia energía eléctrica con tecnología fotovoltaica, exceptuando lo referente a las erogaciones por tramitología (estudios de viabilidad).

En adición al párrafo anterior, es necesario agregar que la decisión de inversión del hogar para convertirse en generador distribuido depende del monto de la facturación de su servicio eléctrico en lo fundamental. De tal forma que lo relacionado con la tramitología, se pueden considerar como costos hundidos y estos pueden cambiar según la compañía eléctrica y las empresas comercializadoras, por tal motivo no se incluyen en el modelo propuesto.

Bajo el contexto anterior, las cotizaciones de precios obtenidas responden a un mercado que aún le falta por madurar y, por lo tanto, dicha información podría ir depurándose conforme el mercado vaya profundizándose y madurando.

Otro limitante que se logró detectar tiene que ver con la tasa de interés para este tipo de créditos. En el sector bancario del Sistema Financiero Nacional no existe una tasa de interés única, por ende, para el presente trabajo se utilizó como referencia la tasa de interés activa de consumo, y esta puede cambiar según políticas propias de cada institución financiera. Al respecto, es importante agregar que algunas empresas comercializadoras ofrecen opciones de financiamiento.

Además, otro elemento que se puede mencionar es que la información se encuentra dispersa entre diferentes organizaciones, lo cual limita el desarrollo óptimo de la investigación. Lo anterior, genera dificultad a la hora de realizar abordajes que vinculen no solo el aspecto técnico regulatorio, sino también, económico y social con datos actualizados. Es importante resaltar, que con el desarrollo de este trabajo se solventa en cierta medida este aspecto, ya que, se logra consolidar aspectos fundamentales de manera integral sobre el tema en cuestión.

Capítulo IV

4. Análisis de resultados

4.1 Marco institucional

4.1.1 Ministerio de Ambiente y Energía (Minae)

Después de una serie de cambios organizacionales, en 1995, bajo la Ley Orgánica del Ambiente No. 7554 (Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica, 1995), surge lo que hoy en día se conoce como el Ministerio de Ambiente y Energía (Minae), el cual, es una institución cuyo aparato organizacional es complejo al estar integrado por distintas dependencias, unas desconcentradas y otras adscritas al Poder Ejecutivo.

El Minae es el ente rector en materia de ambiente y energía a nivel nacional. Dentro de sus funciones principales se destaca la formulación de diversas políticas públicas para los sectores de energía, agua y ambiente. Según se mencionó anteriormente, el Minae es el responsable de establecer políticas, directrices, reglamentos y estrategias para desarrollar el sector energético nacional.

Asimismo, el Minae en conjunto con otras instituciones, elabora el Plan Nacional de Energía, documento que establece las políticas públicas sectoriales que el Poder Ejecutivo desea alcanzar entorno a los sectores previamente mencionados.

4.1.2 Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep)

La regulación de los servicios públicos data de 1928 con la creación del Servicio Nacional de Electricidad (SNE), el cual, tenía como objetivo principal la regulación del suministro eléctrico en el país (Autoridad Reguladora de Servicios Públicos, s.f.). Posteriormente, en 1996 bajo la Ley N.º 7593 (Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica, 1996) es transformado en lo que actualmente es la Aresep.

Previendo lo anterior, para el 2008 la Ley N.º 7593 sufrió varios ajustes, lo que permitió una serie de ordenamientos a nivel interno de la institución. Dentro de los cambios ocurridos, destaca la creación de las intendencias, las cuales, son tres dependencias especializadas en la regulación de los servicios públicos (Autoridad Reguladora de Servicios Públicos, s.f.).

La Intendencia de Energía, tiene a cargo regular el mercado eléctrico, en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización. De igual manera, ejerce la regulación sobre el suministro de los combustibles derivados de hidrocarburos a nivel nacional (Autoridad Reguladora de Servicios Públicos, s.f.).

Por otro lado, la Intendencia de Transporte, hace lo propio sobre la prestación de cualquier servicio de transporte público remunerado de personas, exceptuando el transporte aéreo. Así como, servicio de ferrocarril, postal, marítimo, entre otros servicios (Autoridad Reguladora de Servicios Públicos, s.f.).

Mientras que el suministro de servicio de acueducto, alcantarillado, recolección, tratamiento y evacuación de las aguas negras, residuales, pluviales, hidrantes, riego y avenamiento, a través de una empresa pública, se encuentra regulado por la Intendencia de Agua (Autoridad Reguladora de Servicios Públicos, s.f.).

Resulta importante destacar que en los últimos años la Aresep, a través de convenios con diferentes instituciones técnicas y de gran trayectoria a nivel nacional como es el caso de la Universidad de Costa Rica, realiza evaluaciones periódicas de la calidad, así como, supervisa aspectos relacionados con la continuidad, cantidad y precio establecido por el ente regulador.

Estos cambios ocurridos a nivel interno en la Aresep, tiene como objetivo ejercer de manera eficiente la regulación de los servicios públicos, teniendo en cuenta modificaciones que puedan suscitarse en el transcurrir del tiempo. Además, es relevante precisar cuáles son los objetivos de la Aresep, los mismos se enmarcan en el artículo 4 de la Ley N.º 7593, según se cita:

Son objetivos fundamentales de la Autoridad Reguladora (Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica, 1996, p.2):

- a) Armonizar los intereses de los consumidores, usuarios y prestatarios de los servicios públicos definidos en esta ley y los que se definan en el futuro.
- b) Procurar el equilibrio entre las necesidades de los usuarios y los intereses de los prestatarios de los servicios públicos.
- c) Asegurar que los servicios públicos se brinden de conformidad con lo establecido en el inciso b) del artículo 3 de esta ley.
- d) Formular y velar porque se cumplan los requisitos de calidad, cantidad, oportunidad, continuidad y confiabilidad necesarios para prestar en forma óptima, los servicios públicos sujetos a su autoridad.
- e) Coadyuvar con los entes del Estado, competentes en la protección del ambiente, cuando se trate de la prestación de los servicios regulados o del otorgamiento de concesiones.
- f) Ejercer, conforme lo dispuesto en esta ley, la regulación de los servicios públicos definidos en ella.

De igual manera, una de las funciones principal de la Aresep es la fijación de las tarifas, el artículo 5 de la Ley N.º 7593 dicta lo siguiente “(...) la Autoridad Reguladora fijará precios y tarifas; además, velará por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima (...)” (Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica, 1996, p.2).

Sin embargo, con respecto al tema de la presente investigación (GD para autoconsumo), es necesario aclarar que la injerencia por parte de la Aresep es limitada. Esto se debe a la consulta realizada por el Minae en mayo del 2015 a la Procuraduría General de la República (PGR) para definir si la GD para autoconsumo es o no un servicio público, y por lo tanto conocer si se debe o no regular.

En junio del mismo año, la PGR emitió el dictamen C-165-2015 (Rojas, 2015), el cual, estableció que la GD para autoconsumo no es un servicio público y, por ende, no debe ser regulado por Aresep (más adelante se profundizará sobre este punto).

Con el pasar de los años, las economías han evolucionado, adoptando nuevos sistemas productivos de la mano con los avances tecnológicos. Esto ha propiciado una mayor variedad de bienes y servicios que en muchos de los casos son innovadores y responden a las nuevas necesidades de los diferentes agentes económicos, en donde Costa Rica al igual que el resto de las economías no está exento de esta realidad.

Todos estos cambios fomentan nuevos modelos de relación entre los agentes, donde la tecnología tiene un papel preponderante, provocando un reto para el sistema de regulación tradicional y la determinación de políticas públicas.

4.1.3 Operadores del sector

Actualmente, en el sector eléctrico nacional existen actores públicos y privados que conforman la estructura de mercado. Dentro de estos actores resalta la empresa pública del ICE, debido a sus funciones, así como, por su influencia dentro del sector.

Al ICE, mediante la Ley N.º 449 Ley de Creación del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), se le faculta la operación, planificación y abastecimiento de la demanda eléctrica nacional (Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica, 1949). En la actualidad, a través del Centro Nacional de Control de Energía (CENCE), el cual es el ente encargado de planificar las asignaciones de generación eléctrica del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Adicionalmente, por medio de la Ley N.º 7848 Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica, 1998) y el Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica, 2011), se designa de manera exclusiva al ICE y sus empresas subsidiarias a realizar transacciones en el Mercado Eléctrico Regional (MER).

Además, otro aspecto que resalta la importancia del ICE en el mercado eléctrico es el control absoluto del monopolio en la etapa de transmisión eléctrica, la cual, cuenta con una longitud total de 2 375 kilómetros de línea de transmisión a diciembre 2017 (Instituto Costarricense de Electricidad, 2017).

Según la Aresep para el 2017, el ICE registró una capacidad instalada y de producción eléctrica de 69% y 67% respectivamente, con respecto al total nacional (Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, 2018). Otro dato interesante de mencionar es que el ICE cuenta con el 45% del total de los abonados del Sistema Eléctrico Nacional para ese mismo periodo (2017) (Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, 2018).

Este último resultado, guarda estrecha relación con el área de concesión, para el caso del ICE abarca 38 715 km² de los 51 000 km² de superficie que conforman el territorio nacional, siendo el operador de mayor presencia en el país, lo cual lo convierte en el actor más importante del sector.

Cabe hacer notar, la función de contingencia o respaldo que tiene el ICE dentro del mercado eléctrico. Al respecto, Loría y Martínez de la Academia de Centroamérica, afirman lo siguiente:

“(…) En Costa Rica el respaldo del suministro diario de energía con fuentes alternativas está a cargo del ICE a través de sus plantas térmicas. Estas plantas presentan costos (mantenimiento, arrendamiento, etc.) a los cuales el ICE debe hacer frente aun cuando las mismas no estén en operación. (...)”. (Loría & Martínez, 2017, p.12)

Por otro lado, sobre la GD para autoconsumo, el ICE fue el primer operador en poner en marcha un plan piloto para impulsar el uso de este tipo de tecnologías disruptivas para generación eléctrica (este tema se aborda con mayor profundidad en el siguiente apartado).

El sector también está conformado por la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL S.A.), empresa de carácter público subsidiaria del Grupo ICE, que se encarga de la distribución y comercialización de energía eléctrica en el área Metropolitana, con una superficie de cobertura de 885 km² (Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, 2018). En la actualidad opera con diez plantas hidroeléctricas y una planta eólica.

Por otro lado, los habitantes de la provincia de Heredia cuentan con la empresa municipal Servicios Públicos de Heredia (ESPH) establecida mediante la Ley N.º 5889 Constitutiva de Empresa de Servicios Públicos de Heredia (Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica, 1946) y la Ley N.º 7789 Transformación de la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica, 1998). De la misma forma, los habitantes de la provincia de Cartago gozan del suministro eléctrico, a través de la Junta Administradora del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC) creada por la Ley N.º 3300 y reformada por la Ley N.º 7799 (Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica, 1998).

Con el objetivo de satisfacer la necesidad del servicio eléctrico en las zonas rurales y de ampliar la cobertura eléctrica a nivel nacional, se crean las cooperativas de servicio eléctrico. De tal manera, nacen la Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruiz, R. L.(Coopealfaroruiz), Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos, R. L. (Coopelesca), Cooperativa de Electrificación Rural de los Santos, R. L.(Coopesantos), y la Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste, R. L (Coopeguanacaste), amparadas bajo la Ley N.º 4179 - Ley de Asociaciones Cooperativas y de la Ley N.º 8345 - Ley de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional.

Por último, están las empresas privadas, las mismas entran al mercado de generación eléctrica, rompiendo el monopolio del grupo ICE, bajo la tutela de la Ley 7200 - Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela (Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica, 1990). Dicha ley se divide en dos capítulos, el primero se refiere a las empresas que operan centrales hidroeléctricas y no convencionales¹⁴ inferiores a los veinte mil kilovatios (20 000kW), cuyo objetivo es producir energía eléctrica para su venta al ICE a través de un contrato de compraventa refrendado por la Aresep, en donde, el precio de la energía eléctrica es fijado por la Aresep (Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica, 1990) y cuya propiedad de la planta pertenece al inversionista privado incluso luego de finalizado el contrato.

¹⁴ Se entiende por no convencional aquellas centrales que utilizan fuentes de energía renovable.

Por su parte, el segundo capítulo se refiere a compras de energía eléctrica por parte del ICE a empresas privadas con centrales inferior a los cincuenta mil kilovatios (50 000kW) mediante un proceso de licitación pública refrendado por la Contraloría General de la República (CGR), en este caso, el precio de la energía eléctrica es establecido por mutuo acuerdo entre partes bajo el refrendo de la Contraloría. También, resulta importante mencionar que, una vez concluido la vigencia del contrato, el cual, no puede exceder los 20 años, todos los activos de la planta eléctrica deberán ser trasladados al ICE. Tal y como lo ordena el artículo 22 de la Ley N.º 7200: “Los contratos de compraventa de electricidad no podrán tener una vigencia mayor de veinte años y los activos de la planta eléctrica en operación deberán ser traspasados, libres de costo y gravámenes, al ICE al finalizar el plazo del contrato” (Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica, 1990, p.7).

4.2 Marco normativo

4.2.1 Antecedentes

Antes de ahondar en el marco normativo que engloba la GD fotovoltaica para autoconsumo en Costa Rica, es necesario citar esfuerzos realizados por diferentes instituciones en materia de políticas públicas para impulsar este tipo de generación eléctrica con tecnologías disruptivas.

4.2.1.1 Plan piloto de la GD para autoconsumo ICE¹⁵

El plan piloto dio inicio en octubre del 2010, con el objetivo, según el ICE de analizar el efecto de la GD sobre las redes de distribución, estudiar las nuevas tecnologías de generación a pequeña escala, realizar análisis de normativa y reglamentos técnicos e identificar mercado potencial. Dicho plan estuvo vigente por cinco años, llegando a su fin en octubre de 2015.

Dentro de las características técnicas del plan, se estableció únicamente para pequeños sistemas de generación con fuentes renovables (solar, biomasa, eólica e hídrico) conectados a la red de distribución. El tamaño de los sistemas está en función a la capacidad de la instalación eléctrica del cliente, donde, la capacidad total del plan era de 10 MW, de los cuales, al menos 1 MW estaba reservado para los clientes residenciales.

Los clientes interesados en el plan tuvieron que formalizar un acuerdo de interconexión cliente-distribuidora, el cual, establecía las condiciones y requisitos técnicos de los sistemas de generación. Dichos acuerdos tenían una vigencia de 15 años.

Cabe mencionar que los clientes del plan debían pagar la diferencia neta entre lo que se demanda menos lo que se inyecta al sistema. Para el caso cuando lo que se inyecta al sistema es superior a lo que se demanda, esa diferencia se descuenta de su factura en los meses siguientes, para el caso contrario, el mes que tiene un consumo mayor a lo generado pagaría su recibo de acuerdo con la

¹⁵ La información presentada en esta sección se basa en la presentación de Arias, Alexandra (2013). ICE: Plan piloto generación distribuida para Autoconsumo.

tarifa vigente que corresponda. En ambos casos, se debe pagar lo correspondiente a la tarifa de acceso.

Otro factor para tomar en cuenta es que el crédito a la factura del servicio es por energía contabilizada, no existe créditos monetarios, esto por cuanto se utiliza la modalidad de medición el neta simple o sencilla.

A febrero de 2015, según el documento *Análisis Técnico – Financiero de la Generación Distribuida en la CNFL* elaborado por la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Costa Rica (UCR), se registraron un total de 366 solicitudes, de las cuales, 360 utilizaron la tecnología fotovoltaica para generación eléctrica, representado un total acumulado de 3049 kW interconectados a la red de distribución (Universidad de Costa Rica, 2015).

De igual manera, otro resultado importante que mostró el plan está relacionado con el tipo de cliente, en donde el 75% corresponde a clientes residenciales, seguido de un 23% clientes generales¹⁶ y 5% industrias. Asimismo, la región geográfica con mayor número de solicitudes fue la Brunca San Isidro con 95, la región Central con 93 y la región Chorotega con 77.

4.2.1.2 Directriz N. ° 14-MINAET

En la administración Chinchilla Miranda¹⁷, a través de la Directriz N. ° 14 – MINAET, publicada el 15 de abril de 2011 en el Alcance N. ° 22 de la Gaceta N. ° 74, buscaba impulsar la generación eléctrica con fuentes renovables a pequeña escala para autoconsumo, al respecto el artículo 1° ordena lo siguiente:

Las instituciones del Subsector Electricidad deberán incentivar el desarrollo de sistemas de generación de electricidad a pequeña escala para autoconsumo, utilizando fuentes renovables de energía como solar, eólica, biomasa y la hidroelectricidad a pequeña escala; así como las aplicaciones de cogeneración de electricidad y calor, según se establece en el Plan Nacional de Energía y el Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014. (Poder Ejecutivo de la República de Costa Rica, 2015, p. 3)

Se debe tener presente que, en Costa Rica durante este periodo, la generación eléctrica con fuentes renovables para autoconsumo se encontraba en una etapa incipiente. Sin embargo, hay que resaltar el gran esfuerzo realizado por el ICE por poner en marcha su Plan Piloto, meses antes de la publicación de la presente directriz.

Bajo el panorama anterior, el gobierno de Costa Rica procuró que más empresas distribuidoras se sumaran al esfuerzo realizado por el ICE para incentivaran entre sus abonados el uso de este tipo de tecnologías disruptivas para la generación eléctrica y coadyubar con la descarbonización del sector. Al respecto el artículo 2 cita lo siguiente:

¹⁶ Esta categoría fue modificada mediante la RIE-066-2016 del 17 de junio de 2016

¹⁷ Laura Chinchilla Miranda presidenta de la República de Costa Rica periodo 2010-2014

Las instituciones del Subsector Electricidad deberán elaborar y poner en marcha, planes piloto de desarrollo de la generación distribuida para autoconsumo, en los que el cliente del servicio eléctrico pueda instalar su propio sistema de generación de electricidad conectado en paralelo con la red de la distribuidora respectiva a bajo voltaje (110 ó 220 voltios). Las inversiones en estos sistemas podrán ser financiados total o parcialmente por las distribuidoras. El objetivo de estos planes pilotos será generar experiencia para conocer y resolver oportunamente, aspectos tales como las implicaciones técnicas y económicas para la distribuidora, la disposición de los clientes a realizar inversiones en generación a pequeña escala, el potencial disponible en el país y las barreras existentes para su desarrollo a nivel nacional. Estos planes estarán dirigidos a todos los clientes de las empresas distribuidoras, sean residenciales, comerciales o industriales. (Poder Ejecutivo de la República de Costa Rica, 2015, p.3)

En la actualidad, todas las empresas distribuidoras cuentan con abonados generando su propia electricidad para autoconsumo en las distintas tarifas vigentes establecidas por la Aresep, pero ahora no bajo modalidades de planes pilotos sino bajo el modelo de GD para autoconsumo que estableció el MINAE.

4.2.1.3 Plan Nacional de Desarrollo 2015-2018 “Alberto Cañas Escalante”

Es importante precisar que los Planes de Desarrollo previos al 2015, ya abordaban la necesidad de establecer políticas públicas alrededor de la GD para autoconsumo con fuentes renovables y en específico haciendo uso de tecnología fotovoltaica. No obstante, en este punto se aborda los alcances del más reciente Plan Nacional de desarrollo sobre este tema.

Dentro de los objetivos sectoriales del Plan Nacional de Desarrollo 2015-2018 elaborado por el Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica (MIDEPLAN) que se relacionan con la presente investigación, se encuentra el “Impulsar el uso de energía renovable”, el cual, tiene como meta al finalizar el 2018 contar con 1000 unidades de sistemas fotovoltaicos (Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica, 2014). Dichos esfuerzos se orientan para cumplir con el compromiso internacional de convertir al país en Carbono neutral para el 2021 (Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones, 2012).

Unido a lo anterior, en el país ha crecido el porcentaje de participación de fuentes o recursos renovables para generación eléctrica, principalmente la hídrica, transformando la matriz eléctrica nacional en una matriz renovable. Sin embargo, se debe tener presente que mucha de esa generación depende en mayor medida de las condiciones climatológicas, o sea varía respecto a la disponibilidad del recurso (agua, viento o sol), por tal motivo, es importante que el sistema de generación eléctrica del país tenga la capacidad de respaldar la producción de energía eléctrica en los periodos de mayor demanda.

Por su parte, el suministro eléctrico debe ser eficiente en todas sus etapas (generación, transmisión, distribución y comercialización), garantizando un uso óptimo de los recursos según las normas de calidad vigentes. Tal y como se menciona: “El reto de satisfacer la demanda de electricidad, evitando racionamientos y salidas totales del sistema y optimizando los recursos disponibles es

un tema por resolver por parte del sistema eléctrico nacional” (Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica, 2014, p. 473).

La generación eléctrica con paneles solares es una opción para diversificar la matriz de generación eléctrica nacional utilizando recursos renovables en los meses del año con mayor escasez de recurso hídrico o en momentos del día en donde la demanda aumenta considerablemente.

4.2.1.4 Plan Nacional de Energía 2015-2030 (PNE)

El gobierno de Costa Rica, a través del PNE formula la política energética que debe seguir el país para los próximos años para el sector energético. Para este PNE se tomó como base el Plan Nacional de Desarrollo 2015-2018 (Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica, 2014), así como, la participación ciudadana de diferentes fuerzas sociales vinculadas al sector energético.

Este PNE está articulado por siete ejes estratégicos, sin embargo, para efectos del presente trabajo se resalta el eje titulado “*En procura de una generación distribuida óptima*” (Ministerio de Ambiente y Energía, 2015). Dicho eje procura que los abonados tengan la opción de generar su propia energía utilizando fuentes renovables, al tiempo que se reduce el monto de la facturación por servicios eléctricos, con la consecuente afectación positiva en la reducción de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) (Ministerio de Ambiente y Energía, 2015).

Adicionalmente, este eje estratégico está integrado por tres objetivos estratégicos a saber: 1. Planificar las acciones para la generación distribuida, 2. Definir el esquema de generación distribuida y 3. Mejorar la seguridad jurídica de la generación distribuida (Ministerio de Ambiente y Energía, 2015).

En relación con el primer y segundo objetivo, lo que persigue el PNE es realizar estudios técnicos y financieros sobre la adopción de la GD, determinar la viabilidad para la generación neta sencilla y compuesta, considerando los efectos ambientales y sociales, así como, generar una hoja de ruta por empresa distribuidora para la penetración de la GD.

Con respecto al último objetivo, se aborda varias acciones con el fin de dar soporte jurídico a la actividad, para ello se ordena elaborar un reglamento para normar la modalidad contractual de medición neta sencilla y medición meta completa, así como, ajustar la norma técnica AR-NT-POASEN-2014 (Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, 2014) y establecer tarifas de interconexión, referente a la medición neta sencilla, sobre este último punto se abordará con mayor detalle más adelante.

En resumen, PNE busca orientar políticas públicas para desarrollar el sector energético nacional, bajo un enfoque de eficiencia energética y sostenibilidad ambiental, vinculando estos elementos con un adecuado suministro energético a nivel nacional.

El país tiene el reto de repensar el modelo tarifario actual, con el fin de establecer tarifas más competitivas que contribuyan al crecimiento económico y bienestar de toda la población.

4.2.2 Normativa vigente

4.2.2.1 Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional (AR-NT-POASEN)

La primera versión de esta norma técnica se publicó en el Alcance N.º 12 de la Gaceta N.º 69 del 8 de abril de 2014. El propósito de la norma es definir un marco regulatorio que articule el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en su totalidad. Así lo describe el artículo 2:

El propósito de la presente norma es definir y describir el marco regulatorio que regirá con respecto al desarrollo, a la operación técnica y al acceso al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en las actividades de generación, transmisión y distribución, en aras de la satisfacción de la demanda nacional de energía eléctrica, bajo criterios de calidad, continuidad, confiabilidad y oportunidad del suministro eléctrico, estableciendo para ello lineamientos en los aspectos siguientes:

- a) Satisfacción de la demanda de energía
- b) Acceso.
- c) Expansión.
- d) Operación (Planeamiento, Coordinación, Supervisión y Control).
- e) Topología.
- f) Desempeño de la red de transmisión nacional.
- g) Desempeño del parque de generación nacional.
- h) Generación distribuida a pequeña escala para autoconsumo, con o sin pago de excedentes de producción. (Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, 2014, p.69)

En el artículo 3 se define el concepto de GD para autoconsumo y las características que debe cumplir estos sistemas, el cual cita:

Generación a pequeña escala para autoconsumo: Generación de energía eléctrica en instalaciones con potencias menores o iguales a 1000 kVA, realizada a partir de fuentes renovables, y en el sitio de consumo, con el fin de satisfacer las necesidades energéticas propias del abonado-usuario interactuando con la red de distribución, con la opción de comprar-vender, al precio que determine la Aresep, o intercambiar excedentes de producción con la empresa distribuidora, de hasta un 49 % de la energía mensual producida, en cualquiera de los dos casos, con la red de distribución eléctrica (Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, 2014, p.73).

Con respecto a lo indicado en el artículo 3, al limitar en un 49% el retiro del total de energía producida por el generador distribuido o abonado productor, el regulador persigue priorizar el autoconsumo de la energía generada y no su venta a las empresas distribuidoras, consecuentemente, se busca que no exista una sobre inversión por parte del abonado productor (Cubero, 2018).

El artículo 131 del capítulo XII dispone lo relacionado a las modalidades contractuales de GD para autoconsumo, donde se desprende dos modelos antagónicos según se ordena:

[...] a. Medición neta sencilla, con compensación física de excedentes (intercambio).

Cuando el generador “acumula” el excedente mensual de energía producida, si existiese, para utilizarlo en el mes o meses siguientes en el mismo año calendario, tras el cual el excedente no será reconocido por la empresa distribuidora.

b. Medición neta completa, con liquidación anual (venta de excedentes).

Cuando el generador “acumula” el excedente mensual de energía producida para utilizarlo en el mes o meses siguientes, vendiendo el saldo anual de excedentes a la empresa distribuidora, mediante una liquidación el día 1° de diciembre de cada año. Para tal efecto el periodo de liquidación comprende del 1° de diciembre del año anterior al 30 de noviembre del año de la liquidación. (Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, 2014, p.158)

La diferencia fundamental entre ambas modalidades es el tipo de compensación del excedente producido. En la primera modalidad, la compensación es a través de unidades físicas de energía a favor del generador distribuido, el cual, se hará efectivo en los meses consecutivos siguientes y no puede superar el 49% de la energía mensual producida, según se detalló anteriormente.

Mientras que, en la segunda modalidad, el excedente es compensado a través de unidades monetarias por la empresa distribuidora a favor del generador distribuido. Sobre esta última modalidad se aplica lo establecido en la Ley 7200 (Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica, 1990).

Producto del artículo 123 de la primera versión, surgió la discusión entre la Aresep y el Minae sobre si el generador distribuido y en específico bajo la modalidad medición neta sencilla necesita contar con concesión para este tipo de servicio. Esto implicaría que la GD para autoconsumo fuese un servicio público regulado. Dicho artículo indica lo siguiente:

El acceso a la red de distribución nacional, para efectos de interconectar y operar micro o mini generadores para autoconsumo a partir de fuentes de energía renovables es libre para cualquier abonado o usuario, siempre y cuando la red de distribución cuente con las condiciones técnicas para tal efecto y el interesado cumpla con las condiciones técnicas, comerciales y requisitos establecidos en esta norma, y las que, con fundamento en ella, establezcan las empresas distribuidoras. Además, deberá de contar con la concesión respectiva de conformidad con la legislación vigente. (Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, 2014, p.48-49).

A raíz de lo anterior, con el fin de aclarar las dudas existentes, el Minae consultó a la Procuraduría General de la República (PGR). Al respecto, el 25 de junio de 2015, la PGR mediante el documento C-165-2015 (Rojas, 2015) emite dictamen, haciendo la distinción entre la medición neta sencilla y la medición neta completa.

La PGR se refiere a que la primera no constituye una venta monetaria de excedentes y, por lo tanto, no debería considerarse como servicio público, en contra posición la modalidad de medición neta completa donde se produce un intercambio monetario entre partes y por ende se estaría ante una prestación de servicio público y se aplicaría lo dispuesto en la ley 7200. Al respecto, afirma lo siguiente:

(...) Generación que no constituye servicio público en tanto la generación sea exclusiva de un autoabastecimiento, autoconsumo. Por ende, que se trate exclusivamente de la producción para satisfacer necesidades de energía eléctrica propias y, por tanto, no plantee una venta de excedentes a terceros y en particular, al sistema eléctrico nacional. Si este es el caso, a la generación no le resulta aplicable el régimen propio de los servicios públicos, porque no es servicio público. Ausencia de servicio público que no excluye que la actividad y la infraestructura que la sostiene puedan ser reguladas e incluso sujetas a autorizaciones en orden a la protección del ambiente, la utilización racional y eficiente de la energía y la salud y seguridad en general (...). (Rojas, 2015, p. 6)

Con el fin de atender lo dictaminado por la PGR, la Aresep modificó la norma técnica Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional (AR-NT-POASEN), dicha modificación fue publicada en el Alcance N° 57 a La Gaceta N°146 del 29 de julio del 2015. Después de ello, la norma ha sido objeto de otra modificación, donde la última versión fue publicada en el Alcance N° 25 a La Gaceta N° 37 del 23 de febrero del 2016 (Poder Ejecutivo de la República de Costa Rica, 2016).

Al analizar la última versión vigente de la POASEN, se puede concluir que se eliminó prácticamente todo lo relacionado con la regulación del tema, para ser abordado exclusivamente en Decreto N.º 39220-MINAE (Poder Ejecutivo de la República de Costa Rica, 2015), únicamente se dejaron aspectos que regulan la calidad del suministro eléctrico y por ende que la conexión de estos elementos no vaya a ocasionar afectación al sistema de distribución eléctrica.

4.2.2.2 Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión (AR-NT-SUCOM)

Esta norma técnica resulta importante debido a que define entre otros aspectos las condiciones técnicas, comerciales y contractuales entre el abonado productor y la empresa distribidora. Según esta norma, todo aquel abonado que desee generar su propia electricidad deberá suscribir un contrato con la empresa distribidora de servicio eléctrico, así lo estipula el capítulo XVI en su artículo 127: "Cualquier abonado o usuario actual o futuro, puede constituirse como abonado o usuario productor, mediante la firma de un "Contrato de interconexión para abonados productores" (Autoridad Reguladora de Servicios Públicos, 2015, p.45).

Es importante destacar que el Minae, con el objetivo de homologar elementos contractuales entre las partes (abonado productor y empresa distribuidora), definió un contrato tipo para el servicio de interconexión. Esto brinda cierta seguridad al abonado, en el sentido de que los elementos descritos en el contrato son avalados por el ente rector.

Asimismo, el abonado productor deberá cancelar lo correspondiente al costo por acceso e interconexión a la red de distribución, al respecto el artículo 133 dicta: “El abonado-productor deberá cancelar mensualmente a la empresa eléctrica el costo de acceso e interconexión a la red de distribución, según lo establezca la Autoridad Reguladora” (Autoridad Reguladora de Servicios Públicos, 2015, p.46).

Además, el abonado productor deberá de cancelar en su facturación los cargos relacionados con el alumbrado público, según se indica en el artículo 135:

Los productores consumidores pagarán el alumbrado público sobre el total de la energía retirada de la red, la cual se entenderá como la sumatoria de la energía retirada del consumo diferido asociado a la generación para autoconsumo en su modalidad contractual medición neta sencilla y la energía vendida por la empresa distribuidora. (Autoridad Reguladora de Servicios Públicos, 2015, p. 46).

En resumen, la norma técnica SUCOM regula elementos técnicos ingenieriles de calidad del suministro eléctrico. Además, establece los aspectos comerciales y contractuales entre los distintos tipos de abonados (incluyendo el abonado productos) con las empresas distribuidoras, para lo cual, asigna todo un capítulo al respecto.

4.2.2.3 Reglamento generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables modelo de contratación medición neta sencilla (Decreto N.º 39220-MINAE)

El 8 de octubre de 2015, el Ministerio de Ambiente y Energía (Minae), emite el Decreto N.º 39220-MINAE, donde se dictan las pautas que regulan la actividad de GD para autoconsumo a nivel nacional. Adicionalmente, se le otorga el rango de interés público, gracias al aporte en beneficio de la carbono neutralidad (Poder Ejecutivo de la República de Costa Rica, 2015).

Este decreto define varios conceptos que son importantes a la hora de abordar la temática de GD para autoconsumo. Dentro de ellos se encuentra la figura de productor-consumidor, al respecto el artículo 13 indica: “Toda persona física o jurídica que produce electricidad con fuentes renovables para ser aprovechada exclusivamente por él, en el mismo sitio donde se genera, con el único propósito de suplir parcial o totalmente sus necesidades de energía eléctrica” (Poder Ejecutivo de la República de Costa Rica, 2015, p.10).

El artículo anterior se complementa con el artículo 5, el cual, establece el concepto de GD para autoconsumo: (...) la alternativa para que los abonados generen electricidad mediante fuentes renovables con el propósito de satisfacer sus necesidades, funcionando en paralelo con la red de distribución eléctrica, bajo el concepto de depósito y devolución de energía (...)” (Poder Ejecutivo de la República de Costa Rica, 2015, p.5).

Según los dos artículos anteriores, se pueden extraer dos elementos fundamentales que caracterizan este servicio, el primero es que la fuente para generar electricidad debe ser renovable, mientras que el segundo elemento se refiere a que la electricidad producida tiene como prioridad ser para autoconsumo.

Por otro lado, es necesario conocer cómo define este decreto la modalidad neta sencilla. Al respecto, el artículo 37 dispone lo siguiente:

Esta modalidad permite que se deposite en la red de distribución la energía no consumida en forma mensual, para hacer uso de ella durante un ciclo anual, en forma de consumo diferido.

Si el productor-consumidor consume más energía que la depositada en la red de distribución deberá pagar la diferencia de acuerdo a las tarifas establecidas por la ARESEP. La producción de energía deberá medirse en su totalidad y se contabilizará de acuerdo a lo estipulado en el contrato de interconexión. (Poder Ejecutivo de la República de Costa Rica, 2015, p.18).

Con relación al artículo anterior, es importante hacer notar que la norma técnica POASEN en su última versión eliminó lo referente al 49% que el abonado productor tiene derecho a retirar de la energía generada, sin embargo, este decreto retoma este elemento y lo plasma en el artículo 34:

El productor-consumidor podrá depositar en la red de distribución la energía no consumida, y tendrá derecho a retirar hasta un máximo del cuarenta y nueve por ciento (49%) de la energía total generada, para utilizarla en el mes o meses siguientes en un periodo anual. La energía total producida y la energía no consumida serán contabilizadas de forma mensual por un período de un año dentro del proceso de facturación, siendo su fecha anual de corte un acuerdo de las partes dentro del contrato de interconexión. Se exceptúan de estas limitaciones, previa evaluación y autorización de la empresa distribuidora, los sistemas de generación distribuida que utilicen residuos agroindustriales o la fuerza hidráulica para la generación de electricidad. (Poder Ejecutivo de la República de Costa Rica, 2015, p.17).

Se puede extraer del artículo anterior, que el Minae al definir un 49% como límite máximo, busca fomentar el autoconsumo y la inversión óptima en el tamaño de planta (entendida esta como el número de paneles necesarios para generar cierta cantidad de energía eléctrica), según el nivel de consumo eléctrico del productor-consumidor.

Asimismo, es importante resaltar, que el excedente producido no será sujeto a intercambios monetarios. Dicho excedente una vez depositado en la red de distribución podrá ser retirado en el mes o meses siguientes en el transcurso de un año.

Así las cosas, el desarrollo del tema se ha enmarcado más por un tema de eficiencia energética y descarbonización, y no como una puerta de negocio de compraventa de electricidad.

En relación con el pago de las tarifas y demás cargos que el productor-consumidor debe asumir, será la Aresep la responsable de fijar dichos montos. Tal y como se ordena en el artículo 42:

La ARESEP será la responsable de establecer las tarifas de interconexión, acceso, cargos por potencia, actividades de gestión administrativa y técnica y cualquier otro cargo aplicable a la actividad regulada asociada a la generación distribuida para autoconsumo modalidad contractual medición neta sencilla. (Poder Ejecutivo de la República de Costa Rica, 2015, p.19).

Sobre el artículo anterior, es importante hacer notar que, producto de lo dictaminado por la PGR (documento C-165-2015) (Rojas, 2015) y lo establecido en el Decreto N.º 39220 (Poder Ejecutivo de la República de Costa Rica, 2015), se deroga la “*Metodología de fijación del precio o cargo básico por interconexión de generadores a pequeña escala para autoconsumo con el sistema eléctrico Nacional (SEN)*”, aprobada mediante la resolución 022-RJD-2015 del 26 de enero de 2015 (Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, 2015). Pero por la gran variedad de factores que influyen en ese servicio de interconexión, es que la Aresep determina que los cargos relacionados a la tarifa de interconexión son incorporados en el contrato que ha de suscribir el productor-consumidor y la empresa distribuidora.

En la actualidad el usuario interesado en generar su propia electricidad debe suscribir un contrato con la empresa distribuidora y hacer frente a la inversión que conlleva la instalación de paneles solares. Al mismo tiempo, deberá pagar lo relacionado con los costos de interconexión, la tarifa de acceso y la tarifa de alumbrado público que corresponda.

4.2.2.4 Tarifa de acceso a las redes de distribución (Regulación tarifaria)

Todo aquel productor-consumidor que esté conectado a la red de distribución, independientemente de su nivel de generación o producción eléctrica, deberá contemplar en el pago mensual de su servicio eléctrico lo correspondiente a la tarifa de acceso, esto por cuanto se debe reconocer a la empresa los costos por poner a disposición del abonado su red de distribución para cuando la requiera.

La Aresep, por medio de la resolución 021-RJD-2015 del 26 de febrero de 2015, aprobó la “*Metodología de fijación del precio o cargo por acceso a las redes de distribución de generadores a pequeña escala para autoconsumo que se integran al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) con fundamento en la norma AR-NT-POASEN*” (Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, 2015). Sin embargo, producto del Decreto Ejecutivo N 39220-MINAE (Poder Ejecutivo de la República de Costa Rica, 2015), y el Dictamen C-165-2018 de la Procuraduría General de la República (Rojas, 2015), tuvo que ser reformada mediante la resolución RJD-030-2016 del 18 de febrero de 2016, publicada el 23 de febrero de 2016 en el Alcance N 25 a La Gaceta N 37.

Esta metodología contempla los costos de la actividad de distribución, necesarios para que el productor-consumidor tenga acceso a la red. Además, esta tarifa está indexada a los ajustes tarifarios ordinarios de distribución, por lo cual, su actualización ocurre de manera simultánea con dichos ajustes (Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, 2016).

Es importante recalcar, que para el caso donde el abonado es deficitario en su generación, esto sucede cuando consume más de lo que produce, tendría entonces que para cubrir ese déficit energético hacer retiro de energía eléctrica de la red de distribución. Donde al utilizar esta vía, no solo tendría que asumir lo correspondiente al cargo por tarifa de acceso, sino que, si retira más de lo previamente inyectado por él mismo, lo referente con la tarifa por consumo eléctrico vigente aprobado por la Aresep según la estructura tarifaria y la empresa distribuidora a la cual pertenece el abonado.

La metodología define la siguiente formula general de cálculo para la tarifa de acceso:

$$TA_{em,t+1} = \frac{CD_{em,t+1}}{Rt_{em,t+1} + VTE_{em,t+1}}$$

Donde:

$TA_{em,t+1}$ = Tarifa de acceso a la red en colones por kWh para la empresa em para el periodo t+1.

$CD_{em,t+1}$ = Costos de la actividad de distribución, en colones, obtenidos del estudio tarifario del sistema de distribución de la empresa em, para el periodo en que estará vigente la tarifa (t+1)

$VTE_{em,t+1}$ = Ventas de energía, total anual estimado en kWh para la empresa em, para el mismo periodo de referencia de la estimación de los costos de distribución, según información disponible al momento en que se realiza el estudio tarifario del sistema de distribución (periodo t+1). No incluye ventas a alumbrado público.

$Rt_{em,t+1}$ = Estimación de la energía (kWh) retirada de la red por los productores-consumidores conectados a la red de distribución de la empresa em, de la energía previamente inyectada por ellos mismos, para el periodo t+1.

$t + 1$ = Periodo en el que estará vigente la tarifa de acceso.

em = Empresa distribuidora.

Dentro de la metodología en el apartado “Disposiciones Complementarias” se sustenta lo expuesto con anterioridad, dicho apartado cita lo siguiente:

La tarifa resultante (TA) será aplicable a los kWh retirados de la red de distribución por el productor-consumidor, provenientes de su generación propia, que han sido previamente depositados en dicha red, es decir los kWh retirados de la red en compensación de los kWh previamente inyectados. Para los kWh consumidos provenientes de la red de distribución de la empresa, pero que no corresponden a los kWh previamente inyectados, se les aplicará la tarifa establecida en los pliegos tarifarios vigentes de cada empresa distribuidora de conformidad con la categoría de consumidor establecidos en los mismos (por ejemplo residencial, general,

preferencial con carácter social, media tensión, entre otras), que ya incluyen dentro de sus costos totales de distribución los correspondientes al acceso a la respectiva red. Para efectos del pago mínimo que se cobrará a los usuarios con categoría de productor-consumidor, las empresas distribuidoras cobrarán el mínimo de consumo de energía, y potencia que tenga establecido el correspondiente pliego tarifario, según la categoría de consumidor y al precio establecido en el pliego tarifario vigente para la correspondiente categoría tarifaria del consumidor, y se cobrará sobre el total de la energía retirada de la red, la cual se entenderá como la sumatoria de la energía retirada del consumo diferido asociado a la generación para autoconsumo en su modalidad contractual medición neta sencilla y la energía vendida por la empresa distribuidora. (Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, 2016, p.26)

En síntesis, se puede argumentar que, con base en el pronunciamiento de la Procuraduría General de la República (Rojas, 2015) sobre el tema de la GD para autoconsumo, las facultadas de la Aresep sobre este servicio se centran en velar por la calidad y el buen funcionamiento con la red de distribución. Así como, el establecimiento de la tarifa de acceso y de alumbrado público que recaen en dicho servicio.

Por otra parte, todo aquel abonado que decida generar su propia energía eléctrica para autoconsumo deberá firmar un contrato con la empresa distribuidora que le suministra el servicio eléctrico. La empresa distribuidora hará los estudios técnicos ingenieriles necesarios para definir la viabilidad de brindar al abonado la posibilidad de que pueda optar por este servicio.

A continuación, se presentan dos secciones, las cuales se enfoca en el análisis cuantitativo de la investigación. Para su desarrollo se propone la sección 4.3 donde se describe el panorama de la GD para autoconsumo en los hogares costarricenses para el 2017 resaltando aspectos de mercado. Mientras que, en la sección 4.5, se expone y analiza los resultados del modelo desarrollado en la sección 4.4.

4.3 Estado de la GD fotovoltaica para autoconsumo en Costa Rica 2017

A continuación, se diagnostica el estado actual de la GD para autoconsumo en los hogares costarricenses para el 2017.

Con la ayuda de un mapa cartográfico, se logró ubicar los hogares a nivel nacional que generaron su propia energía eléctrica en el 2017. Destacando las provincias de San José y Alajuela como las zonas con mayor concentración de hogares con GD fotovoltaica. Tal y como se observa en el mapa 2.

Mapa 2

Costa Rica: Ubicación geográfica de hogares con paneles solares para autoconsumo, 2017



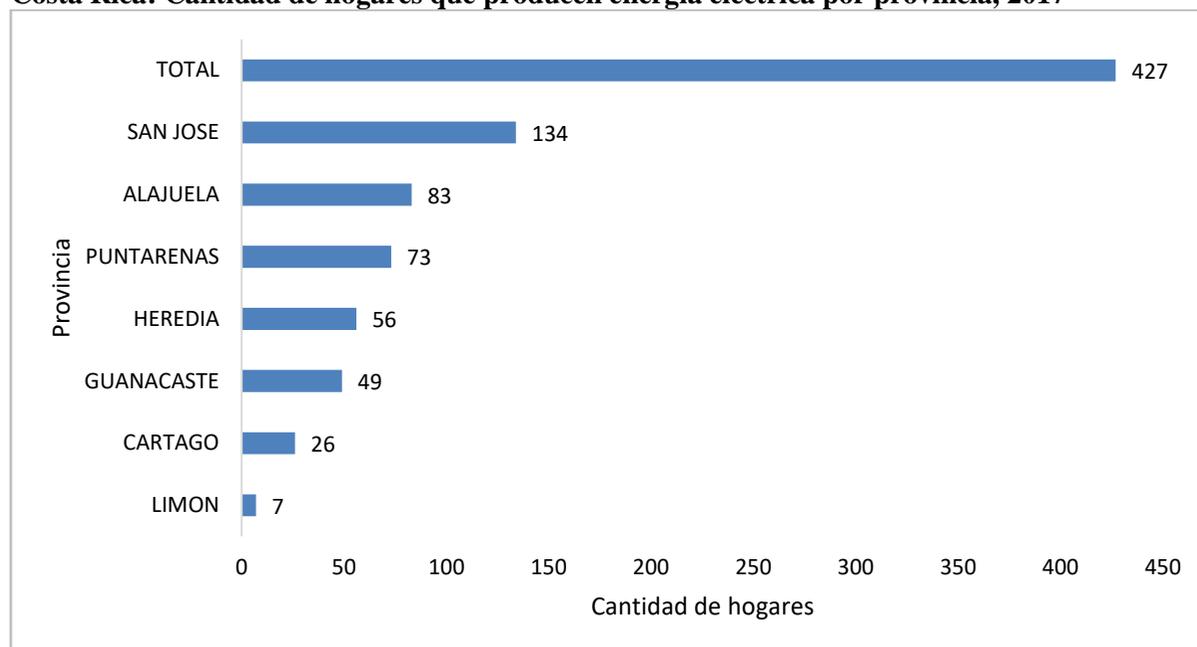
Fuente: Elaboración propia, con datos Aresep y empresas distribuidoras

Según se observa en el mapa anterior, la mayor concentración de hogares productores consumidores de energía eléctrica se ubica en el Gran Área Metropolitana (GAM), seguido de la costa pacífica del país, este fenómeno se debe a la interacción de factores climáticos, económicos y regulatorios (tarifarios), los cuales se abordarán con más detalla conforme se avance en la presentación de resultados de la presente investigación.

Para este periodo (2017) se registraron 427 hogares que produjeron su propia energía eléctrica a nivel nacional. De dichos hogares, 134 se ubicaron en la provincia de San Jose, seguido de Alajuela con un total de 83 y en tercer lugar con 73 se encuentra Puntarenas. En el gráfico 9 se muestra el detalle del resultado anterior.

Gráfico 9

Costa Rica: Cantidad de hogares que producen energía eléctrica por provincia, 2017



Fuente: Elaboración propia, con datos Aresep y empresas distribuidoras

Aplicando un proceso de desagregación de la información recabada, se puede extraer cuales fueron los distritos que tuvieron un número mayor de hogares con paneles solares para su generación eléctrica. Donde sobresalen los distritos de San Rafael de Escazú, San Rafael de Alajuela, Pozos de Santa Ana y Tamarindo de Santa Cruz con 19, 14, 13 y 13 hogares respectivamente. Según se detalla en la tabla 2.

Tabla 2

Distritos con mayor cantidad de hogares con paneles solares para generación eléctrica, 2017

Provincia	Cantón	Distrito	Cantidad
San José	Escazú	San Rafael	19
Alajuela	Alajuela	San Rafael	14
San Jose	Santa Ana	Pozos	13
Guanacaste	Santa Cruz	Tamarindo	13
Guanacaste	Carrillo	Sardinal	12
Alajuela	Alajuela	Guácima	11
San José	Moravia	San Vicente	10

Nota: Se registró 444 distritos con al menos un hogar con paneles solares para su generación eléctrica.

Fuente: Elaboración propia con datos de Aresep y empresas distribuidoras.

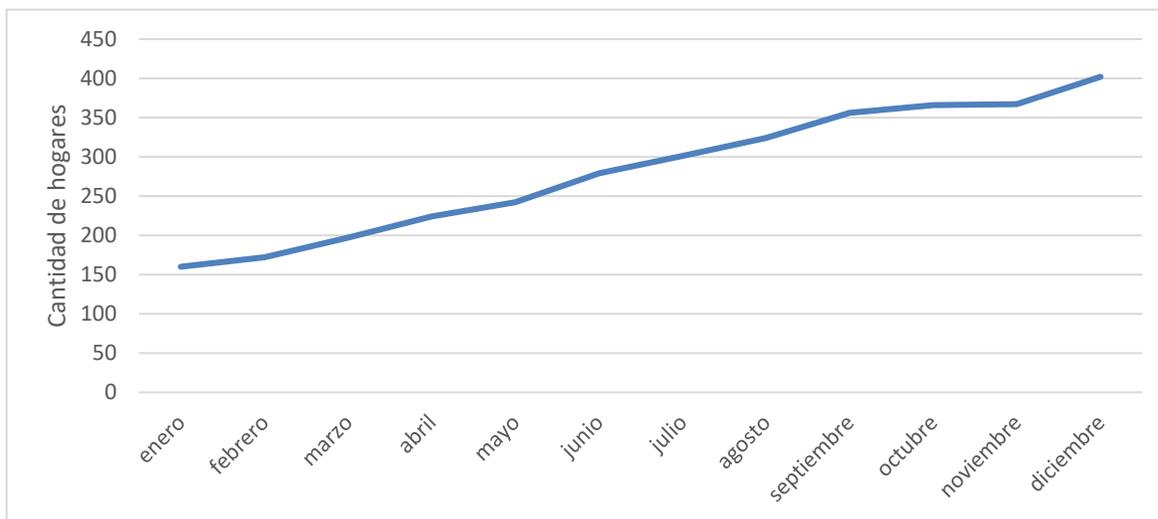
En relación con el resultado anterior, conviene destacar que los lugares con mayor presencia de hogares que realizaron inversión en paneles solares para su generación eléctrica pertenecen a los cantones donde su gestión municipal es sobresaliente. Al respecto, el Índice de Gestión Municipal (IGM) para el periodo 2017, elaborado por la Contraloría General de la República, el cual, abarca aspectos como recolección de residuos, limpieza de vías, rendición de cuentas, planificación de proyectos, entre otros, posicionó en los primeros lugares a las municipalidades de los cantones de Escazú y Santa Ana con una nota superior a 70 puntos (Contraloría General de la República, 2018).

Aunado a lo anterior, el Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica (Mideplan), construyó el Índice de Desarrollo Social (IDS), el cual, agrupa elementos como inserción laboral, participación en procesos cívicos, seguridad ciudadana, acceso a servicios de salud y educación. Para el 2017, los distritos de San Rafael (Escazú), Pozos, San Vicente, Sardinal, Tamarindo, Guácima y San Rafael (Alajuela) obtuvieron 100, 95, 90, 80, 71, 69 y 69 puntos respectivamente (Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica, 2018)

Según lo anterior, se puede indicar que el número mayor de hogares que producen su propia energía eléctrica, están ubicados en zonas donde presentan elementos que mejoran la calidad de vida para sus habitantes, y, por lo tanto, se traduce en lugares con un desarrollo socioeconómico importante y altos niveles de plusvalía.

También, resulta pertinente conocer el comportamiento que ha experimentado la adopción de este tipo de tecnologías en los hogares costarricenses a lo largo del 2017. Al respecto, para enero se registró en promedio 160 hogares, mientras que, para diciembre esa cifra creció a 402, representado un incremento entre ambos meses del 151,25%. El resultado anterior es contundente en reflejar que existe una tendencia creciente en los hogares por invertir en estas tecnologías para generación eléctrica. Particularmente, este crecimiento se da en la segunda mitad del año. Tal y como se muestra en el gráfico 10.

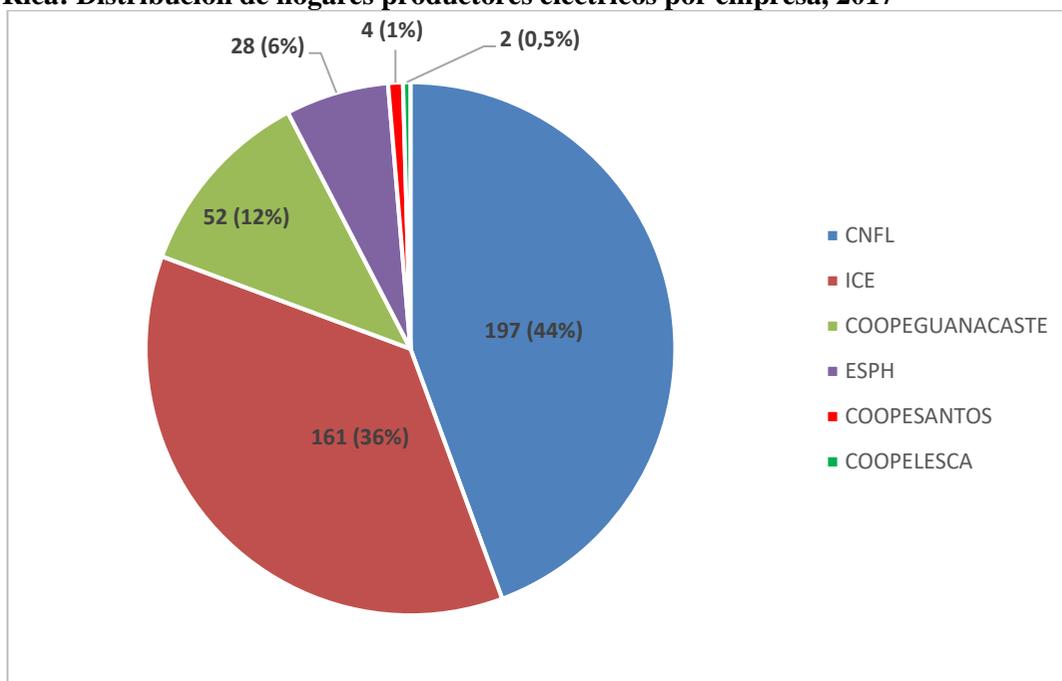
Gráfico 10
Costa Rica: Evolución en la cantidad de hogares productores de energía eléctrica, 2017



Fuente: Elaboración propia, con datos Aresep y empresas distribuidoras

Por otro lado, la empresa distribuidora que registró más hogares generadores distribuidos para el 2017, fue CNFL con 197 (44%), seguido del ICE con un total de 161 (36%) y, en tercer lugar, esta Coopeguanacaste con 52 (12%). Cabe destacar que tanto Coopealfaroruiz como Jasec no contabilizaron abonados residenciales inscritos como generadores distribuidos (sin distingo del tipo de tecnología). Lo anterior refleja una nula penetración de esta clase de tecnologías para el sector residencial en las zonas donde estas empresas brindan el servicio de distribución eléctrica. La información anterior, se observa en el gráfico 11.

Gráfico 11
Costa Rica: Distribución de hogares productores eléctricos por empresa, 2017



Fuente: Elaboración propia, con datos Aresep y empresas distribuidoras

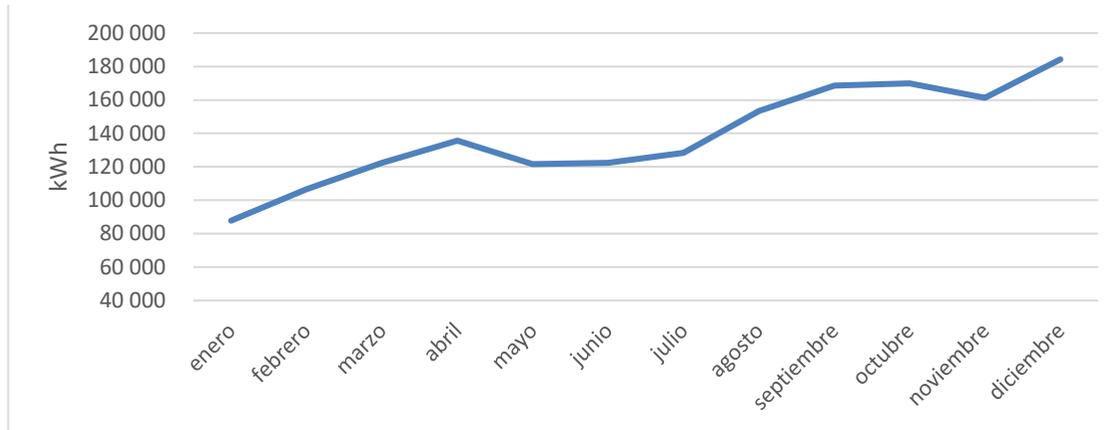
A continuación, se abordará tres variables fundamentales que toda GD conectada a la red de distribución eléctrica presenta. Estas variables reflejan los gustos y preferencias de estos hogares por la energía eléctrica.

Dentro de estas variables por analizar se encuentra inicialmente la energía generada, la cual, para el presente trabajo se enfoca en la energía eléctrica producida por medio de paneles solares (tecnología fotovoltaica).

La tecnología utilizada actualmente para la fabricación de paneles solares brinda mayor eficiencia energética, es de fácil instalación en comparación a otras alternativas y su mantenimiento no requiere grandes gastos.

Para el 2017, la energía total acumulada producida por los hogares costarricense ascendió a 1 661 995 kWh. De los cuales en enero se registró un total de 87 784 kWh, mientras que para diciembre esa cifra creció a 184 300 kWh, dando como resultado una variación de enero a diciembre de 110%. Con el pasar de los meses la cantidad de energía generada fue en aumento, producto de la incorporación de nuevos hogares productores, según se observa en el gráfico 12.

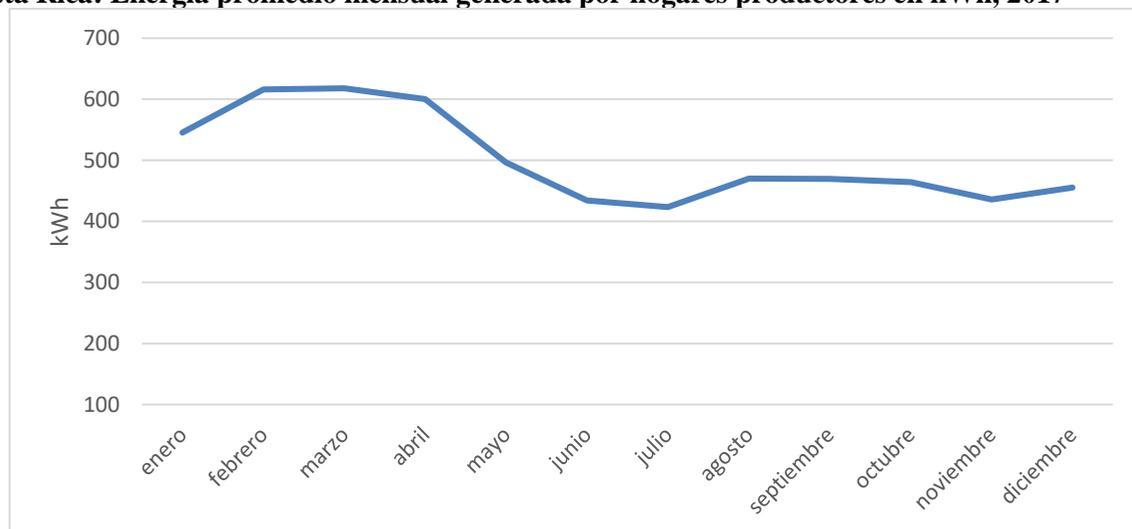
Gráfico 12
Costa Rica: Evolución de la energía total generada por hogares productores en kWh, 2017



Fuente: Elaboración propia, con datos Aresep y empresas distribuidoras

Por su parte, resulta conveniente examinar el comportamiento estacional de las condiciones climáticas en la generación eléctrica utilizando esta fuente renovable (energía solar). Tal y como se observa en el gráfico 13.

Gráfico 13
Costa Rica: Energía promedio mensual generada por hogares productores en kWh, 2017



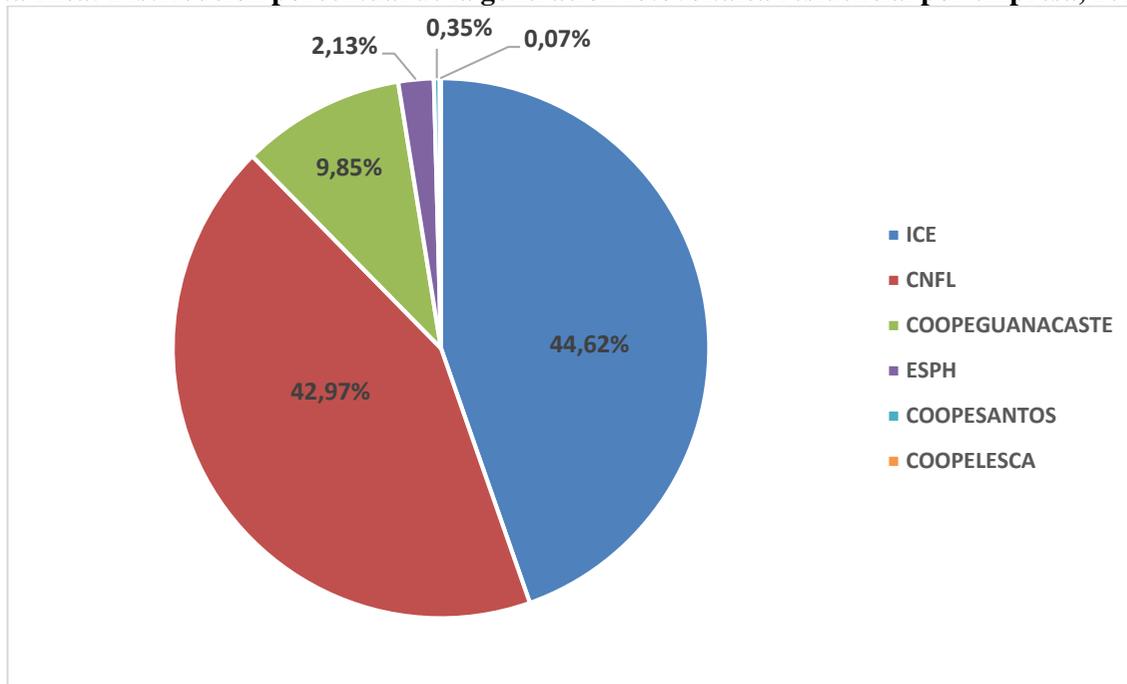
Fuente: Elaboración propia, con datos Aresep y empresas distribuidoras

Con respecto al gráfico anterior, en Costa Rica, existen dos estaciones climáticas bien definidas; la seca que abarca los meses comprendidos entre diciembre y abril, y la estación lluviosa; que inicia en mayo y termina en noviembre (Régimen Pacífico). Por tal motivo es de esperar que, para los meses de estación seca, donde hay más horas de cielo despejado, la generación fotovoltaica sea mayor y en contra posiciones para el caso de la estación lluviosa.

Es importante hacer notar que, el promedio más alto de energía generada del total de hogares se alcanzó en marzo con 617,92 kWh, mientras que, el más bajo se contabilizó en julio con 423,34 kWh. El promedio anual estuvo alrededor de los 500 kWh.

Por otra parte, la distribución porcentual de la energía generada por empresa ubicó al ICE en primer lugar con un 44,62%, seguido por la CNFL con un 42,97% y en tercer lugar a Coopeguanacaste con un 9,85%. El Grupo ICE (formado por ICE y CNFL) concentran el 87,59% de la generación eléctrica fotovoltaica residencial a nivel nacional para el 2017, según se observa en el gráfico 14.

Gráfico 14
Costa Rica: Distribución porcentual de la generación fotovoltaica residencial por empresa, 2017

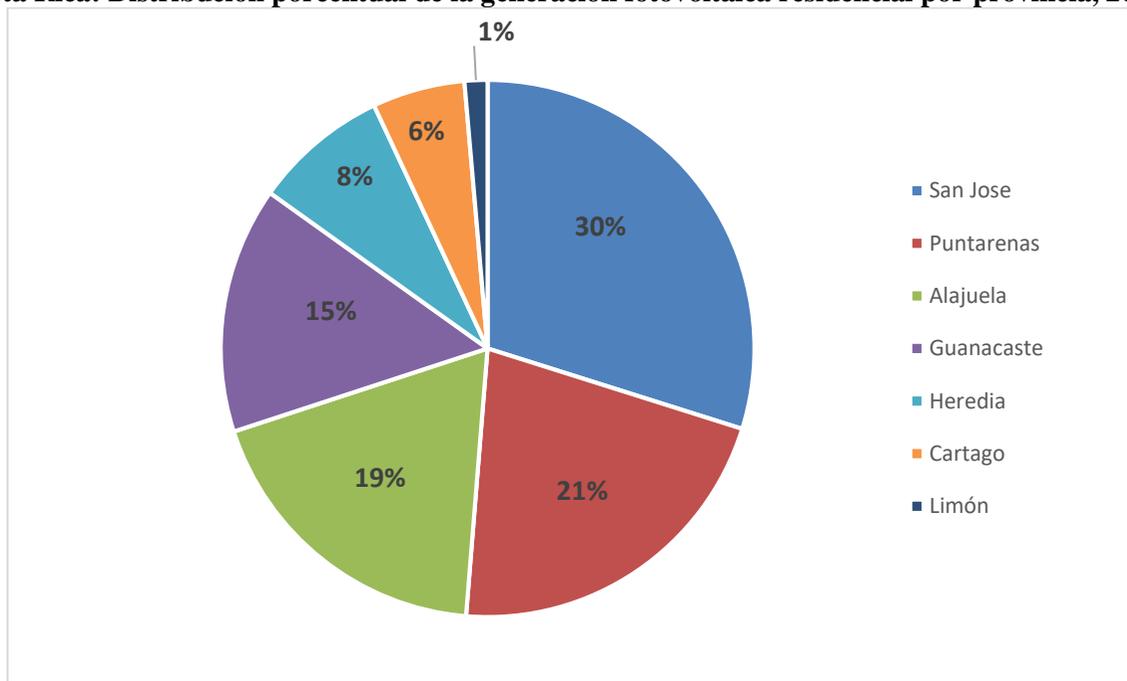


Fuente: Elaboración propia, con datos Aresep y empresas distribuidoras

La ubicación geográfica del generador distribuido es otro factor importante por considerar cuando se analiza la energía generada. Es de esperar que en las zonas costeras la energía generada sea mayor en comparación con las zonas montañas. Esta información, se observa con detalle en el gráfico 15.

Gráfico 15

Costa Rica: Distribución porcentual de la generación fotovoltaica residencial por provincia, 2017



Fuente: Elaboración propia, con datos Aresep y empresas distribuidoras

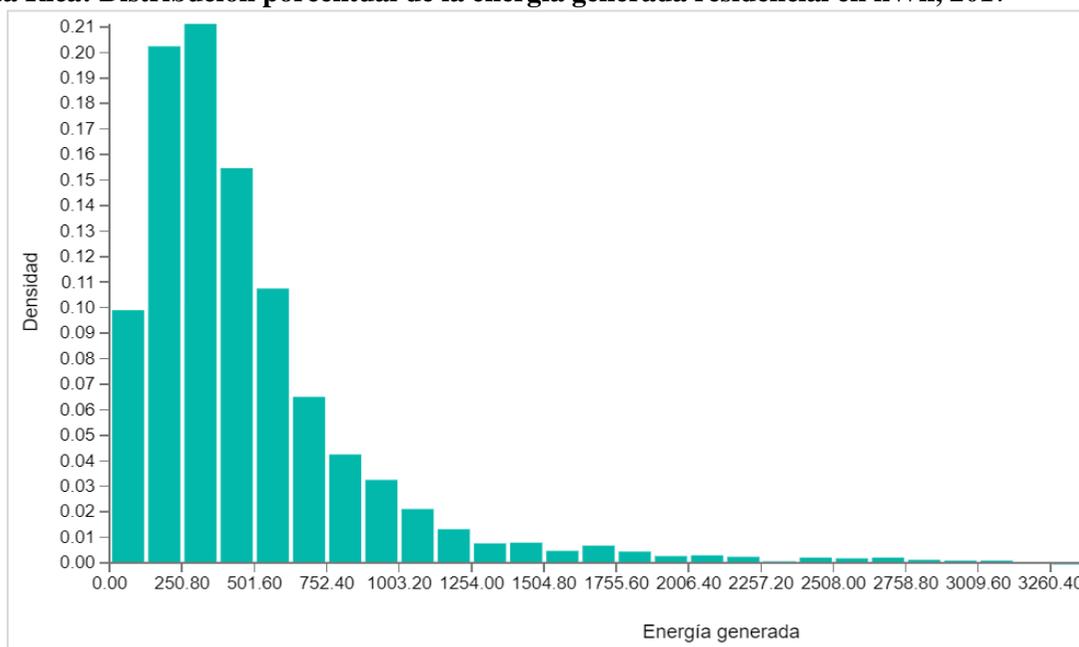
Como se mencionó anteriormente, Puntarenas (región costera) a pesar de contar con un número menor de hogares generadores distribuidos en comparación con Alajuela, se posicionó en segundo lugar en energía generada, esto ejemplifica que la ubicación es esencial para este tipo generación eléctrica.

Es relevante tener presente, que este tipo de generación presenta un patrón definido de producción, el cual está en función de las horas de sol que recibe el panel (ver sección 1.2.1.4, gráfico 7). De tal manera, se puede argumentar que la ubicación geográfica juega un papel preponderante para definir niveles de generación óptimos.

A nivel nacional, el 56% de la energía generada está entre los valores de 125 kWh a 502 kWh. La distribución porcentual de la energía generada se observa en el gráfico 16.

Gráfico 16

Costa Rica: Distribución porcentual de la energía generada residencial en kWh, 2017

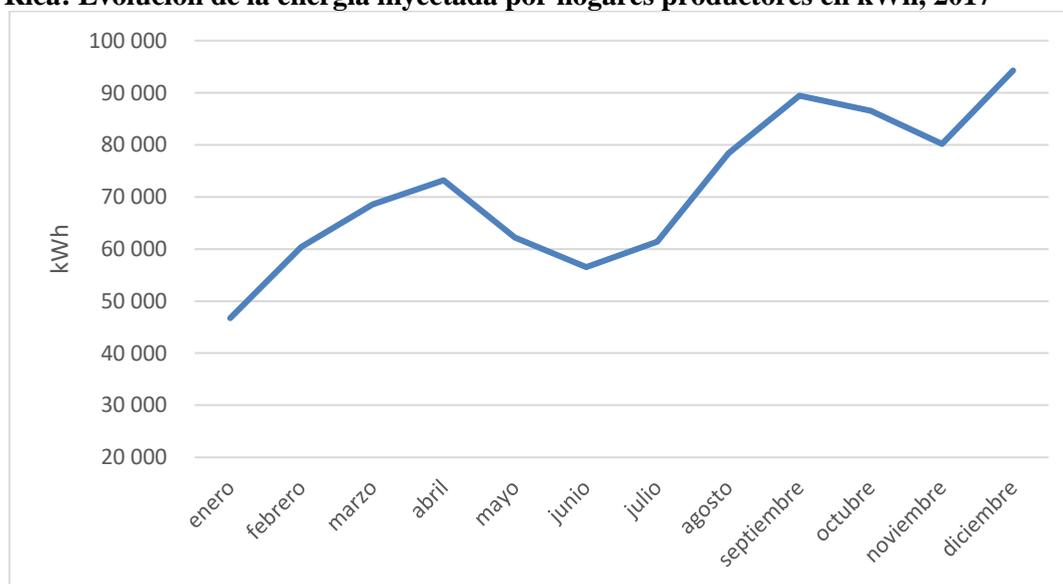


Fuente: Elaboración propia, con datos Aresep y empresas distribuidoras

La segunda variable por considerar es la energía inyectada o depositada en la red de distribución eléctrica. Para el 2017, la energía inyectada total fue de 857 743 kWh y se incrementó conforme aumentaba el número de hogares productores, donde en enero se inyectaron 46 731 kWh, mientras que en diciembre fue de 94 277 kWh. Según se muestra en el gráfico 17.

Gráfico 17

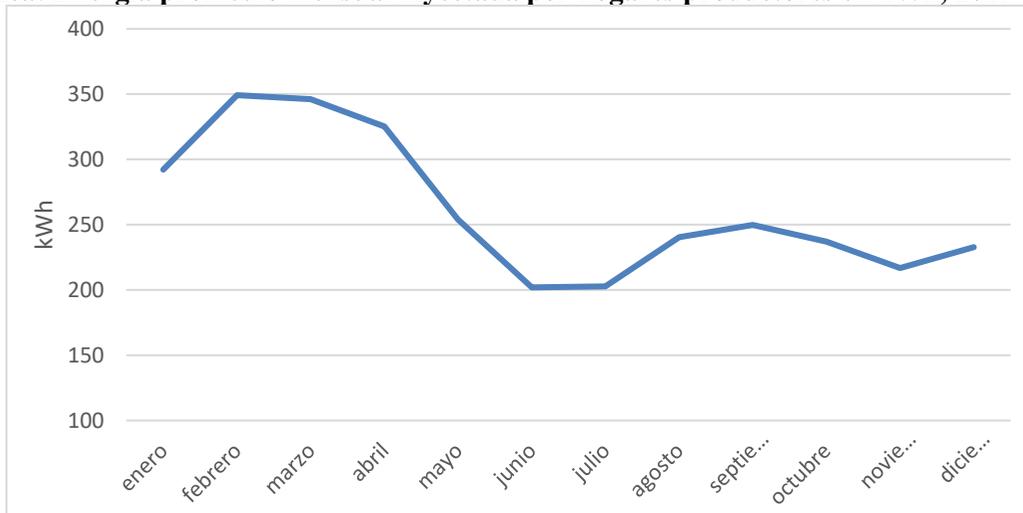
Costa Rica: Evolución de la energía inyectada por hogares productores en kWh, 2017



Fuente: Elaboración propia, con datos Aresep y empresas distribuidoras

Es importante tener presente que la energía inyectada es afectada principalmente por la energía generada (positivamente) y el consumo (negativamente). No obstante, al igual que la energía generada es influenciada por las condiciones climatológicas. El pico más alto se registró en febrero (estación seca), donde se inyectó en promedio 349,23 kWh, por el contrario, en julio (estación lluviosa) fue de 202,70 kWh. Según se detalla en el gráfico 18.

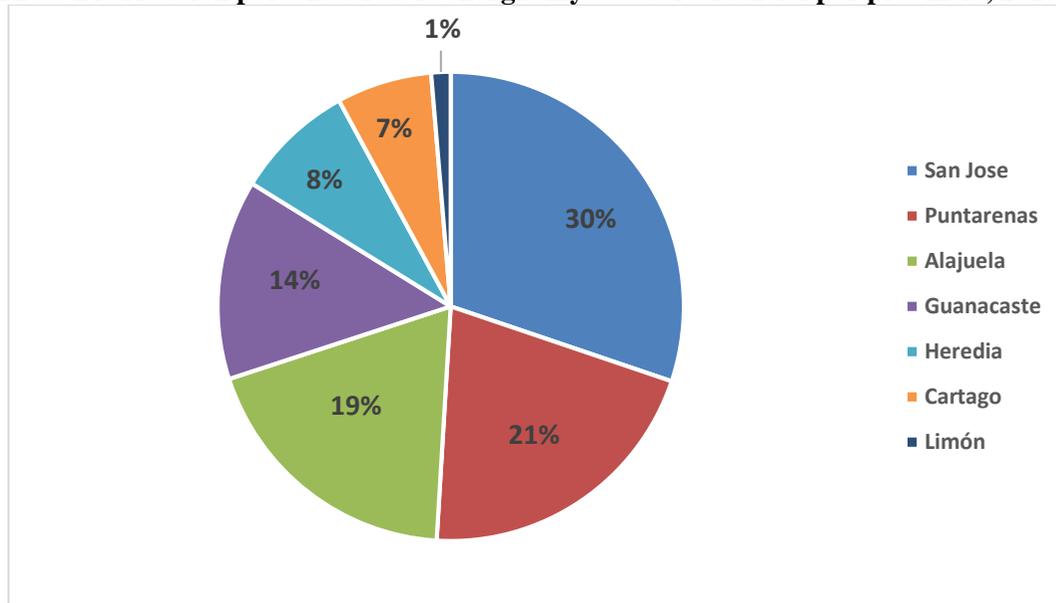
Gráfico 18
Costa Rica: Energía promedio mensual inyectada por hogares productores en kWh, 2017



Fuente: Elaboración propia, con datos Aresep y empresas distribuidoras

En relación con la información anterior, se elaboró el siguiente gráfico:

Gráfico 19
Costa Rica: Distribución porcentual de la energía inyectada residencial por provincia, 2017

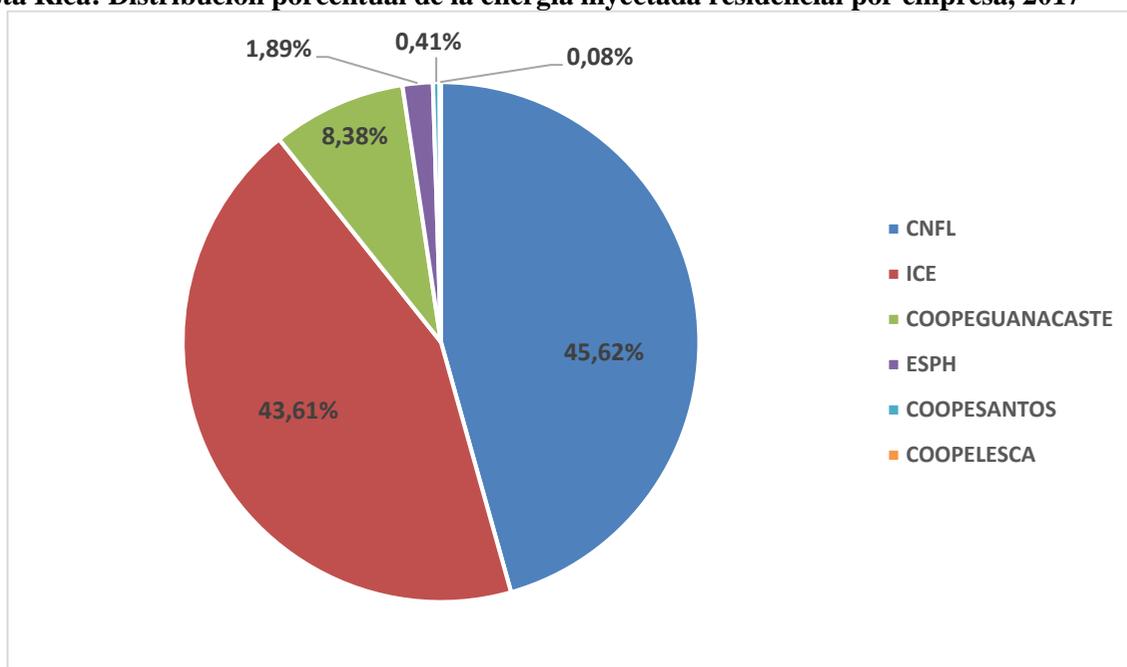


Fuente: Elaboración propia, con datos Aresep y empresas distribuidoras

El gráfico 19 muestra el dato de la energía inyectada por provincia, donde San José se ubicó en primer lugar con 30% de la energía inyectada y en segundo lugar a Puntarenas con 21%. Es destacable el caso de Puntarenas donde el recurso solar es abundante y esto se refleja en los resultados obtenidos.

Asimismo, es importante detallar cuál empresa de distribución eléctrica captó un mayor porcentaje de energía en su sistema de distribución. Para el periodo de análisis, la CNFL fue la empresa que recibió mayor inyección de energía con un 45,62%, seguido del ICE con 43,61%. Dicho resultado se detalla en el gráfico 20.

Gráfico 20
Costa Rica: Distribución porcentual de la energía inyectada residencial por empresa, 2017

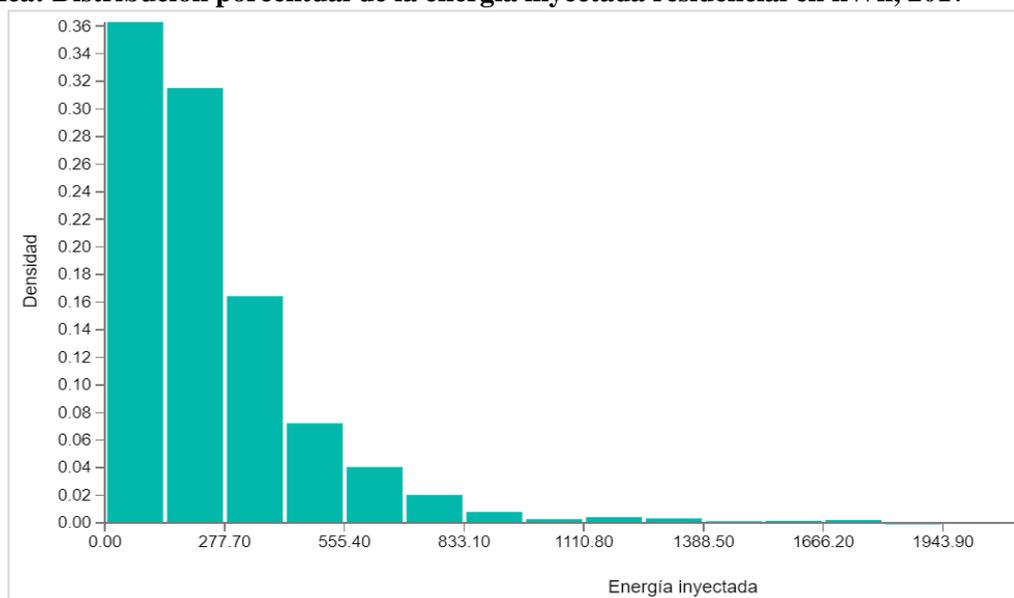


Fuente: Elaboración propia, con datos Aresep y empresas distribuidoras

El histograma siguiente, muestra la distribución porcentual de la energía inyectada a nivel nacional. Se puede observar que el 68% de la energía inyectada se concentró en valores inferiores a 277,70 kWh. Lo anterior se observa en el gráfico 21.

Gráfico 21

Costa Rica: Distribución porcentual de la energía inyectada residencial en kWh, 2017

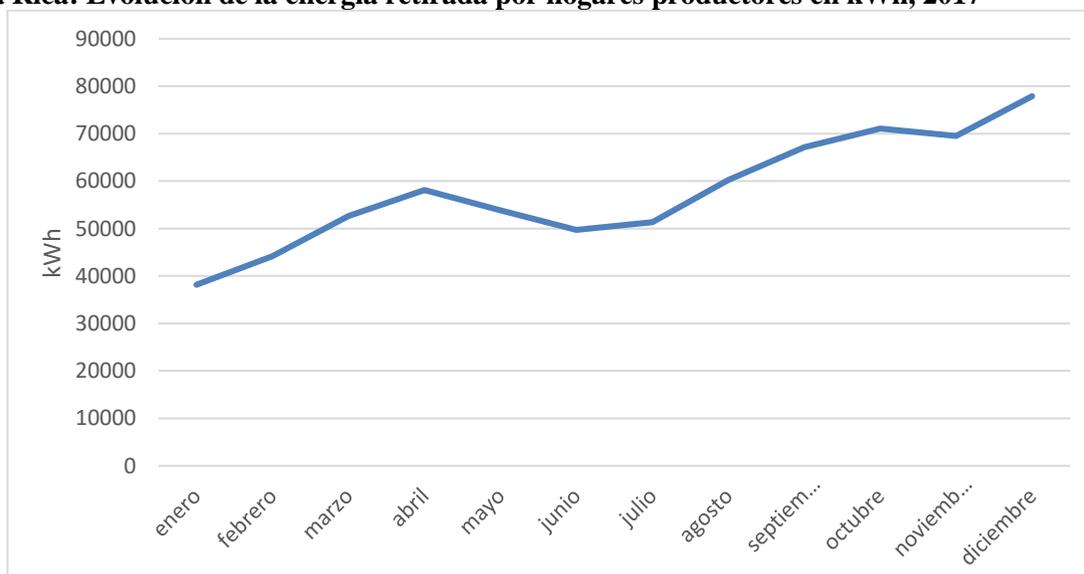


Fuente: Elaboración propia, con datos Aresep y empresas distribuidoras

Finalmente, la última variable a considerar es la energía retirada por partes de los hogares productores de la red de distribución. El total de la energía retirada para el 2017 alcanzó la suma de 693 908 kWh. Se observó que en enero fue donde menos retiros hubo con 38 151 kWh y diciembre donde más con 77 890 kWh. Lo anterior, en gran medida producto de la entrada de nuevos hogares. Tal y como se ilustra en el gráfico 22.

Gráfico 22

Costa Rica: Evolución de la energía retirada por hogares productores en kWh, 2017

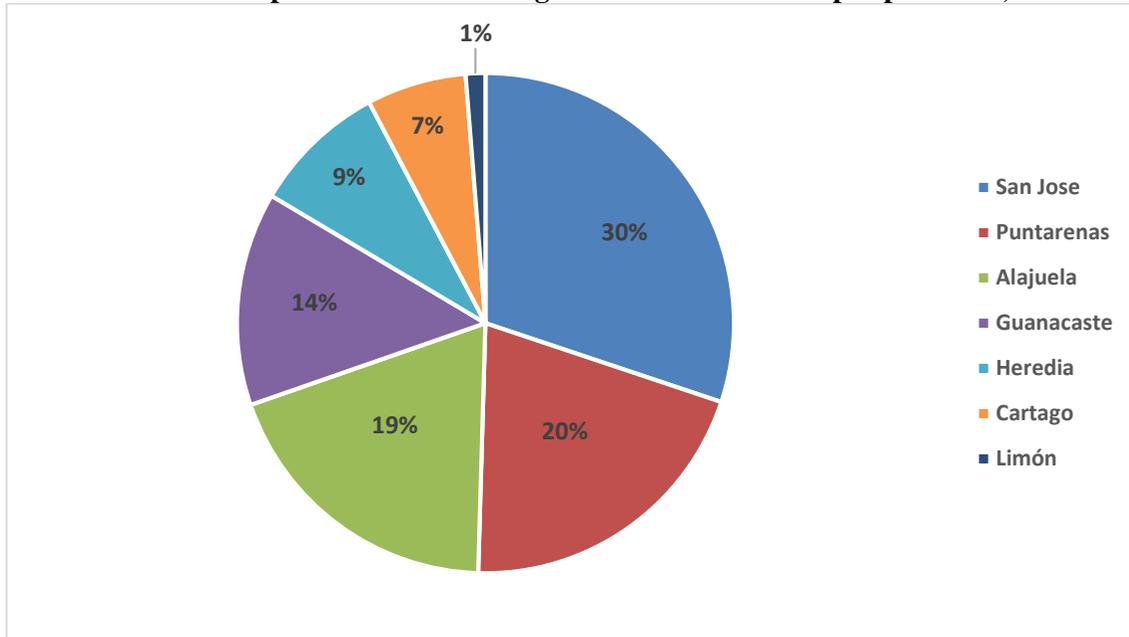


Fuente: Elaboración propia, con datos Aresep y empresas distribuidoras

Por otra parte, los datos a nivel provincial se muestran en el siguiente gráfico:

Gráfico 23

Costa Rica: Distribución porcentual de la energía retirada residencial por provincia, 2017

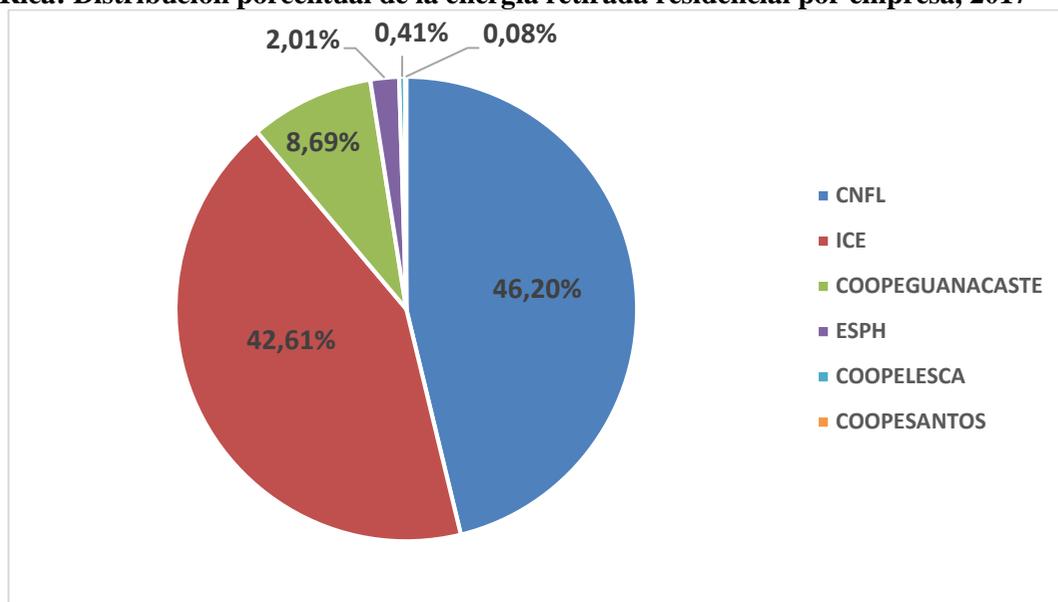


Fuente: Elaboración propia, con datos Aresep y empresas distribuidoras

Según el gráfico 23, San José fue donde mayor retiro de energía se registró con 30%, mientras que Limón fue la provincia donde menos retiros se contabilizó con 1%. El resultado anterior, está asociado a la cantidad de abonados y factores climáticos (radiación solar).

Por su parte, la empresa de distribución eléctrica donde mayor cantidad de energía eléctrica se retiró fue CNFL con 46,20%, seguido del ICE con 42,61%. Al respecto, es importante tener presente el área de concesión de cada empresa, ya que, según la zona donde brinden el servicio, así será influencia de los factores climáticos. El resultado anterior, se muestra en el gráfico 24.

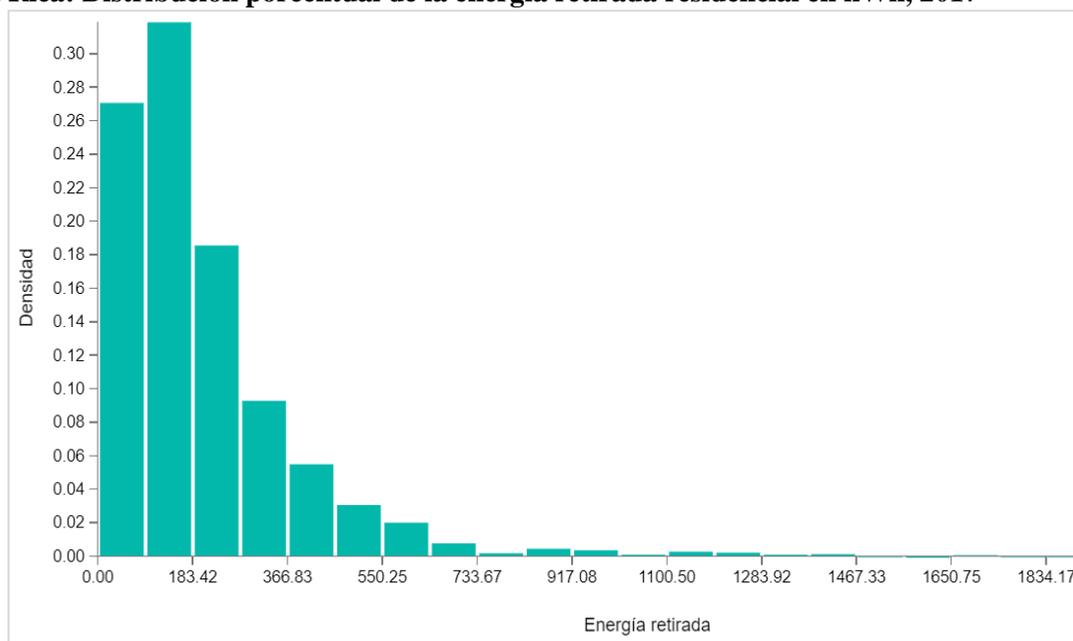
Gráfico 24
Costa Rica: Distribución porcentual de la energía retirada residencial por empresa, 2017



Fuente: Elaboración propia, con datos Aresep y empresas distribuidoras

La distribución porcentual de la energía retirada a nivel nacional se muestra en el siguiente histograma, donde el 59% de los hogares retiro menos de 183,42 kWh. Tal y como se describe en el gráfico 25.

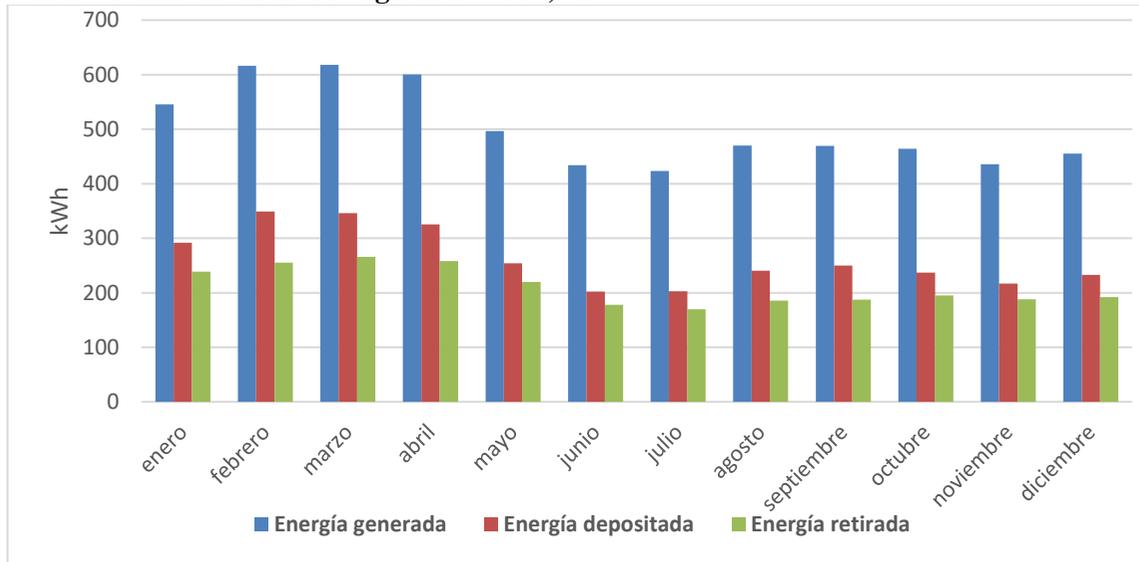
Gráfico 25
Costa Rica: Distribución porcentual de la energía retirada residencial en kWh, 2017



Fuente: Elaboración propia, con datos Aresep y empresas distribuidoras

En seguida, se aborda de manera conjunta las variables anteriormente descritas (energía generada, inyectada y retirada). Se observa que para los meses de estación seca (primeros meses del año) la energía generada, al igual que la energía depositada, muestran valores altos, en contraposición para el caso de la estación lluviosa. El gráfico 26 muestra lo explicado.

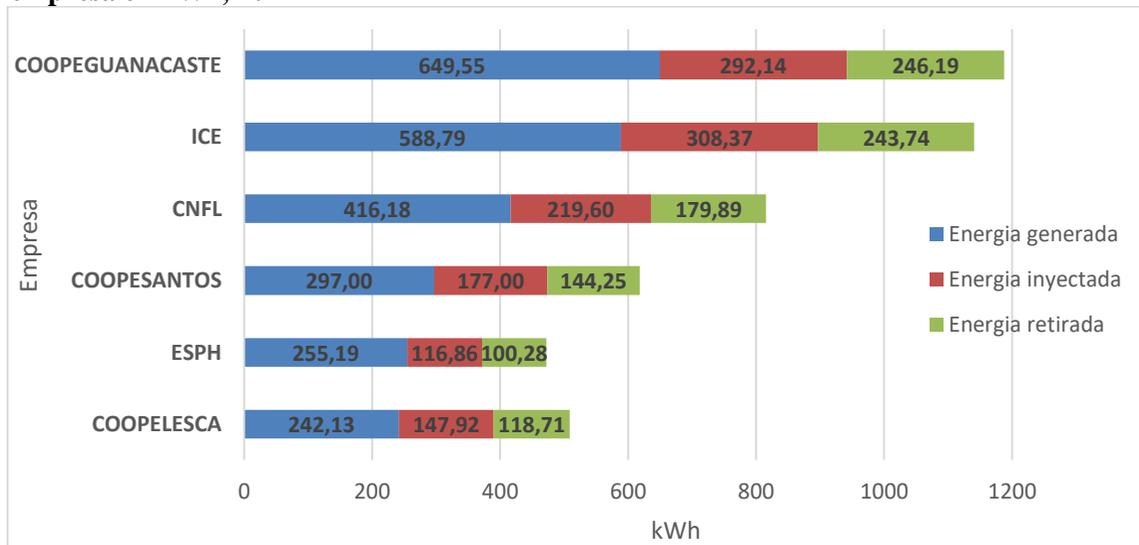
Gráfico 26
Costa Rica: Comparativo de energía generada, depositada y retirada promedio mensual del total de hogares en kWh, 2017



Fuente: Elaboración propia, con datos Aresep y empresas distribuidoras

Por otro lado, el gráfico 27 resalta resultados a nivel de empresa.

Gráfico 27
Costa Rica: Comparación promedio de la energía generada, inyectada y retirada por empresa en kWh, 2017



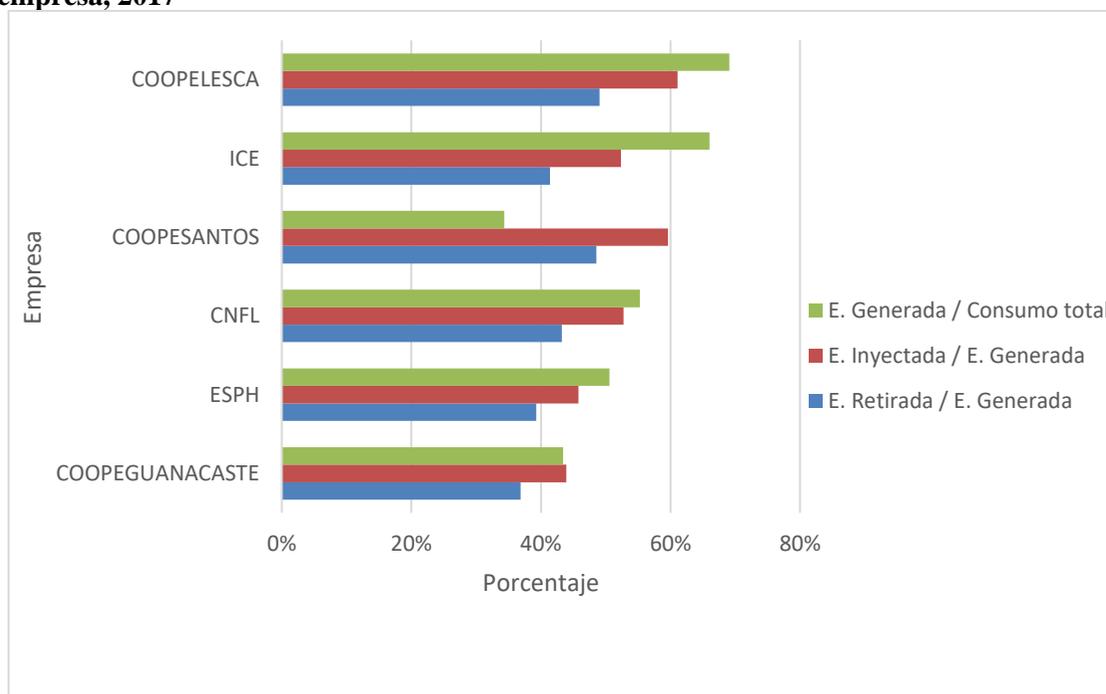
Fuente: Elaboración propia, con datos Aresep y empresas distribuidoras

Con respecto a la información presentada en el gráfico 27, la empresa donde en promedio se generó la mayor cantidad de energía por hogar fue Coopeguanacaste con 649,55 kWh. Asimismo, en el ICE fue donde más se inyectó con 308,37 kWh.

En adición con lo anterior, el consumo promedio de energía eléctrica residencial de los hogares no productores para el 2017 en Costa Rica fue de 209 kWh. Al respecto, Coopesantos registró el menor consumo promedio con 140 kWh, por otro lado, Coopeguanacaste mostró el consumo promedio más alto de energía eléctrica con 282 kWh (Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, 2017).

Dichos resultados reflejan que el mayor porcentaje de la energía generada con respecto al consumo total se obtuvo en Coopelesca con 69%. De igual manera, sobresale Coopelesca como la empresa donde se muestra el porcentaje de relación más alto de la energía inyectada con respecto a la energía generada con 61%. Asimismo, es importante cuantificar cuánto representa en términos porcentuales la energía retirada de la energía generada, en este caso también destaca Coopelesca con 49,03%. Lo anterior, se representa en el gráfico 28.

Gráfico 28
Costa Rica: Comparación relativa entre la energía generada, inyectada, retirada y consumo total por empresa, 2017



Fuente: Elaboración propia, con datos Aresep y empresas distribuidoras

4.4 Estimación del modelo a utilizar en la investigación

“Un modelo económico es una descripción simplificada de la realidad, concebido para ofrecer hipótesis sobre conductas económicas que pueden comprobarse (...)” (Ouliaris, 2011, p.46). Según la definición anterior, el modelo que se propone a continuación es una abstracción del complejo mercado donde se desenvuelve la GD para autoconsumo en Costa Rica.

Antes de iniciar, es importante mencionar que la información recopilada para describir la situación actual de la GD para autoconsumo y dar soporte al modelo para estimar el costo-beneficio monetario de los hogares que decidan invertir en paneles solares para su generación eléctrica, fue suministrada a la Aresep por parte de las ocho empresas de distribución eléctrica que actualmente brindan este servicio en Costa Rica.

Aunado a lo anterior, el 11 de octubre de 2016, la Aresep a través de la Intendencia de Energía, estableció la resolución RIE-089-2016 (Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, 2016), mediante la cual, la Aresep solicita de manera periódica a las empresas distribuidoras entre otras cosas, información regulatoria relacionada con los usuarios que están bajo el esquema de GD.

La resolución RIE-089-2016, es de acatamiento obligatorio para estas empresas y se definió como fecha límite a enero 2017 el envío de la información descrita en ella.

Teniendo en consideración lo expuesto previamente, la información que sustenta este trabajo abarca un periodo anual, comprendido de enero a diciembre de 2017, ambos inclusive. Esta información es suministrada a la Aresep de manera mensual bajo un formato preestablecido.

Por otro lado, la Aresep dispone de series históricas de bases de datos con información de tarifas por tipo de servicio, operador y uso de energía, ubicación geográfica, entre otras variables, las cuales también fueron utilizadas.

En síntesis, esta investigación tiene de fondo un fuerte trabajo en bases de datos de gran volumen. Dicha información procede de distintas fuentes, lo cual aporta un panorama integral del tema en cuestión.

Por su parte, el modelo propuesto utiliza en lo fundamental la herramienta de flujo de caja (ver Capítulo II, sección 2.4), donde se compara los flujos de ingresos y egresos de una inversión en un periodo de tiempo determinado.

Como se mencionó en el párrafo anterior, el modelo propuesto se basa en la herramienta de flujo de caja y no en otros métodos como por ejemplo el VAN, debido a las limitaciones propias de la información utilizada, como por ejemplo serie de datos de un año (2017), con lo cual, la elaboración de proyecciones no sería adecuada desde un punto de vista estadístico, ya que no se cuanta con una cantidad de observaciones lo suficientemente grande para realizar una proyección a mediano o largo plazo, producto en gran medida de la condición incipiente del fenómeno en estudio.

Adicionalmente, dado que muchos hogares a lo largo del año ingresan al mercado como nuevos productores de energía eléctrica, resultaría poco fiable la estimación del efecto estacional. Estas y otras limitaciones se detallaron con mayor precisión en la sección 3.9 del Capítulo III.

Antes de empezar a desarrollar cualquier modelo económico, es necesario establecer una serie de supuestos donde este se enmarca. Para el caso particular del modelo propuesto, los mismos se detallan en seguida:

- Supone racionalidad en la toma de decisiones, en específico los hogares son racionales y buscarán maximizar su función de utilidad que se origina por el consumo e inversión de bienes y servicios dada la escasez de recursos.
- Los hogares utilizan 100% recursos de terceros (financiamiento bancario) para la compra de paneles solares, esto implica que la inversión inicial es cero y por lo tanto se diluye el costo de inversión entre el periodo del préstamo.
- La tasa de descuento será igualar a la tasa de interés activa de mercado para este tipo de créditos. Se utilizará una tasa de interés de 14,5%, la cual corresponde a la tasa de interés activa promedio de consumo del Sistema Financiero para el 2017.
- El valor monetario del panel (costo) es un monto promedio en colones corrientes que resulta del valor promedio del costo por watt pico instalado (\$/Wp) contenido en las cotizaciones obtenidas por parte de las empresas comercializadoras (se excluye el costo por tramitología). Se asume ₡243 185 colones por cada panel¹⁸.
- El periodo del plazo del crédito resultó del dato promedio de las cotizaciones obtenidas. Para este trabajo se asume 9 años.
- La tarifa de acceso es un valor dado establecido por la Aresep según la metodología tarifaria vigente y aplicable de manera diferenciada a cada empresa de distribución eléctrica. Dicha tarifa asume diferentes valores de acuerdo con las actualizaciones en los pliegos tarifarios ocurridas en el transcurso del año de estudio (2017). Este dato es reportado por las empresas distribuidoras para cada abonado.
- La tarifa residencial vigente es un valor dado, y es definido por la Aresep según empresa distribuidora y estructura de consumo donde se ubica cada abonado. Esta tarifa no incorpora el factor del Costo Variable de Combustible (CVC), debido a que en los últimos años es un porcentaje poco significativo para el periodo de análisis.
- Al igual que la tarifa de acceso, esta tarifa asume diferentes valores de acuerdo con las actualizaciones en los pliegos tarifarios ocurridas en el transcurso del año de estudio (2017). Este dato es extraído de la base de datos de tarifas de la Aresep para cada abonado.
- Se supone una potencia promedio 340W en cada panel o su equivalente a 0,34kW.
- Supone un periodo de análisis anual para 2017 con reporte de datos mensuales.

A continuación, se expone el modelo para estimar el costo-beneficio, donde el detalle de cálculo de cada una de las variables se desarrolla conforme se avanza en este:

$$CB_t = \sum_{t=1}^n FC_t \quad (\text{ecuación 1})$$

¹⁸ El tipo de cambio utilizado es de ₡572,20/\$, corresponde al tipo de cambio de venta de referencia del Banco Central promedio para el 2017.

Donde:

- CB_t = Costo-beneficio en colones corrientes de la inversión del hogar en paneles solares para el periodo t.
 FC_t = Flujos netos (ingresos – egresos) de fondos para el periodo t.
 t = Cada uno de los meses del año.

Si el $CB > 0$ esto implica que los ingresos son mayores a los egresos, caso contrario cuando $CB < 0$. Por otro lado, si $CB = 0$ esto quiere decir que los ingresos son iguales a los egresos y, por ende, el hogar se encontraría en un punto de indiferencia con respecto a realizar o no la inversión.

La ecuación anterior se puede expresar como:

$$CB_t = \sum_{t=1}^n IT_t - CT_t \quad (\text{ecuación 2})$$

Donde:

- CB_t = Costo-beneficio en unidades monetarias de la inversión del hogar en paneles solares en el periodo t.
 IT_t = Flujos de ingresos para el periodo t.
 CT_t = Flujos de egresos para el periodo t.
 t = Cada uno de los meses del año.

El ingreso total (IT), se calcula como se muestra a continuación:

$$IT_t = TR_t * kWhc_t \quad (\text{ecuación 3})$$

Donde:

- IT_t = Ingreso total en colones corrientes en el periodo t.
 TR_t = Tarifa residencial vigente según empresa distribuidora en el periodo t.
 $kWhc_t$ = Energía consumida en el periodo t (energía total consumida).
 t = Cada uno de los meses del año.

Según la ecuación 3, el ingreso total (IT) se puede entender como el ahorro percibido por el hogar productor consumidor, debido a que disminuye su facturación por concepto de consumo eléctrico, producto a que no destina o disminuye la transferencia de recursos económicos a favor de la empresa de distribución, ya que, el hogar dispone de paneles solares para su generación eléctrica.

La TR_t es una variable que depende de condiciones de mercado, llámese cambios en la demanda, proyectos de inversión por parte de las empresas distribuidoras, generación privada, entre otras variables. Esto hace que la TR_t sea una variable exógena del modelo y la misma se obtendrá de bases de datos de tarifas históricas de la Aresep.

La energía consumida ($kWhc_t$) se obtiene de la siguiente manera:

$$kWhc_t = kWhg_t + kWhr_t - kWhi_t + kWe_t \quad (\text{ecuación 4})$$

Donde:

$kWhc_t$	=	Energía consumida en el periodo t.
$kWhg_t$	=	Energía generada en el periodo t.
$kWhr_t$	=	Energía retirada de la red de distribución en el periodo t.
$kWhi_t$	=	Energía inyectada a la red de distribución en el periodo t.
kWe_t	=	Energía comprada a la empresa distribuidora en el periodo t.
t	=	Cada uno de los meses del año.

Los parámetros que se requieren calcular para estimar la energía consumida en el periodo t ($kWhc_t$) son; energía generada en el periodo t ($kWhg_t$), energía retirada de la red de distribución en el periodo t ($kWhr_t$), energía inyectada a la red de distribución en el periodo t ($kWhi_t$) y energía comprada a la empresa distribuidora en el periodo t (kWe_t). La fuente de dichos parámetros es la información remitida de manera mensual por cada una de las empresas distribuidoras a través de la resolución RIE-089-2016 de la Aresep en formato de bases de datos.

Con respecto al otro gran componente de la ecuación, el costo total (CT) se calcula de la siguiente manera:

$$CT_t = TR_t * kWe_t + TA_t * kWhr_t + CUO_t \quad (\text{ecuación 5})$$

Donde:

CT_t	=	Costo Total en colones corrientes en el periodo t.
TR_t	=	Tarifa residencial vigente según empresa distribuidora en el periodo t.
kWe_t	=	Energía comprada a la empresa distribuidora en el periodo t.
TA_t	=	Tarifa de acceso vigente según empresa distribuidora en el periodo t.
$kWhr_t$	=	Energía retirada de la red de distribución en el periodo t.
CUO_t	=	Cuota bancaria estimada en el periodo t.
t	=	Cada uno de los meses del año.

Asimismo, la tarifa residencial vigente según empresa distribuidora en el periodo t (TR_t) y la tarifa de acceso vigente según empresa distribuidora en el periodo t (TA_t) se ajustarán con información de bases de datos de tarifas históricas de la Aresep.

Es importante tener presente que la $kWhe_t$ es afectada negativamente por la $kWhg_t$, esto quiere decir que si el abonado produce más energía eléctrica va a demandar menos energía (comprar) a la empresa de distribución. Mientras que el $kWhc_t$ incorpora un efecto positivo, tal que si $kWhc_t > kWhg_t$ esto implica que $kWhe_t$ aumente. Viceversa para el caso contrario.

Por otra parte, el pago de la TA_t está en función principalmente de la $kWhr_t$ y los costos de distribución de la empresa eléctrica. Igualmente, la $kWhr_t$ esta en función de la $kWhg_t$, la cual depende de los gustos y preferencias del abonado, entendidos estos como los hábitos o patrones de consumo, así como la restricción que establece la normativa vigente, donde se establece como tope máximo a retirar el 49% de la energía generada.

La cuota bancaria es obtenida según se muestra a continuación:

$$CUO_t = K_t \left(\frac{i(1+i)^t}{(1+i)^t - 1} \right) \quad (\text{ecuación 6})$$

Donde:

CUO_t	=	Cuota bancaria del crédito en el periodo t.
K_t	=	Monto del crédito en el periodo t.
i	=	Tasa de interés activa del crédito.
t	=	Plazo o Periodo del crédito.

El cálculo del monto del crédito será de la siguiente manera:

$$K_t = NP_t * PP \quad (\text{ecuación 7})$$

Donde:

K_t	=	Monto del crédito en el periodo t.
NP_t	=	Número de paneles en el periodo t.
PP	=	Precio del panel.
t	=	Cada uno de los meses del año.

La tasa de interés activa del crédito (i) y el precio del panel (PP) son valores exógenos al modelo propuesto. Para el caso de la tasa de interés, el valor se obtendrá de la tasa de interés activa promedio del sistema financiero para préstamos de consumo en moneda nacional para el 2017 publicado por el Banco Central de Costa Rica.

Con respecto al precio del panel, es un valor promedio de las cotizaciones realizadas a empresas dedicadas a la venta e instalación de estos (ver anexo).

El número de paneles (NP): Se obtiene de dividir la energía generada entre la potencia del panel multiplicado por las horas útiles de Sol diario por 30 días del mes. Según se detalla en la siguiente ecuación:

$$NP_t = \frac{kWhg_t}{0,34 * 5,5 * 30} \quad (\text{ecuación 9})$$

Donde:

NP_t	=	Número de paneles requeridos en función de la energía generada en periodo t.
$kWhg_t$	=	Energía generada en el periodo t.
0,34	=	Potencia promedio de 0,34 kW en cada panel.
5,5	=	Número de horas al día útiles de Sol.
30	=	Número de días al mes.
t	=	Cada uno de los meses del año.

La constante 0,34kW es un valor promedio que se origina de la información obtenida de las empresas comercializadoras de paneles solares (ver anexo). Por su parte, la constante 5,5 corresponde al comportamiento típico de la generación fotovoltaica, cuyo dato responde al número de horas al día útiles de sol para la generación eléctrica (ver gráfico 8).

De conformidad con lo expuesto previamente, el presente trabajo de investigación busca extraer resultados recientes sobre la implementación de la GD para autoconsumo en los hogares costarricenses. Dichos resultados serán de gran utilidad para inferir en las decisiones de consumo e inversión de estos. Además, podrán ser utilizados como insumos para evaluar las políticas públicas y regulatorias en torno al tema.

4.5 Análisis de resultados del modelo propuesto.

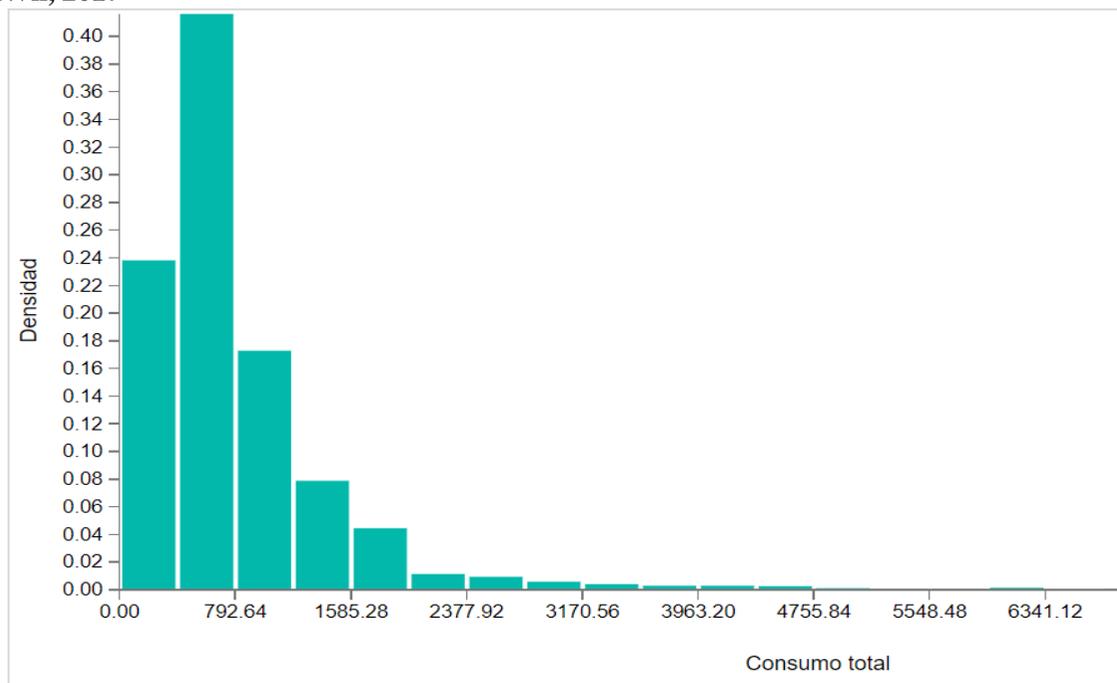
En esta sección se expone y analiza los resultados del modelo desarrollado previamente.

Para el periodo en cuestión, haciendo uso del modelo propuesto se logró determinar que el consumo promedio de energía eléctrica de los hogares productores a nivel nacional se ubicó alrededor de 845 kWh, dando como resultado 636 kWh en promedio superior al consumo de los hogares no productores. En otras palabras, el consumo eléctrico de los hogares productores fue cuatro veces superior.

Para profundizar con el análisis anterior, se construyó el siguiente histograma, donde se muestra la distribución en términos porcentuales del consumo eléctrico a nivel nacional de los hogares productores.

Gráfico 29

Costa Rica: Distribución porcentual del consumo eléctrico de los hogares productores en kWh, 2017

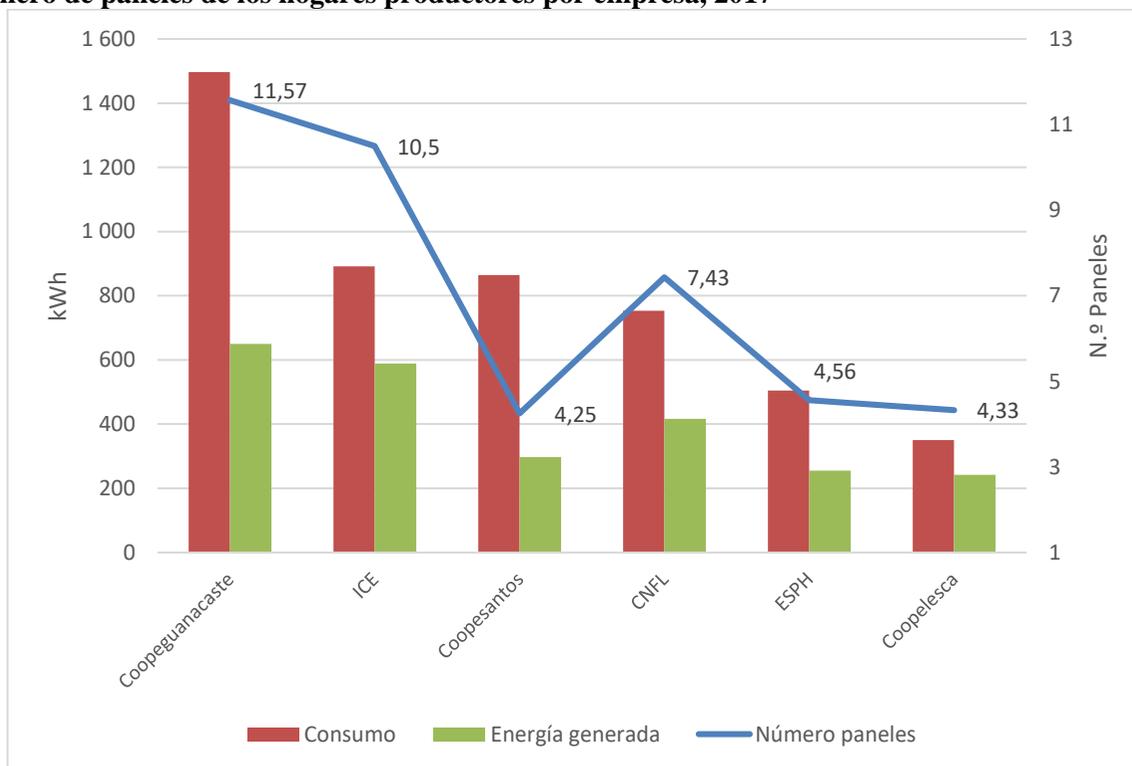


Fuente: Elaboración propia, con datos Aresep y empresas distribuidoras

El gráfico 29 indica que el 59% de los hogares productores registró un consumo eléctrico promedio mensual entre 396,32 kWh a 1 188,96 kWh. De ese rango, el 42% consumió entre 396,32 kWh a 792,64 kWh y el restante 17% presentó consumos superiores a 792,64 kWh. Es importante notar que la distribución es asimétrica a la cola derecha donde se encuentran los altos consumos de una cantidad reducida de hogares.

Otro resultado que es importante evidenciar, es la cantidad de paneles solares que los hogares productores disponen para su generación eléctrica. Para el periodo de estudio se logró estimar un promedio de alrededor 9 paneles por hogar productor según nivel de generación eléctrica. El gráfico 30 expone la relación que existe entre el número de paneles, la energía generada y la cantidad de consumo eléctrico.

Gráfico 30
Costa Rica: Comparación promedio anual entre consumo eléctrico, energía generada y número de paneles de los hogares productores por empresa, 2017^{1/}

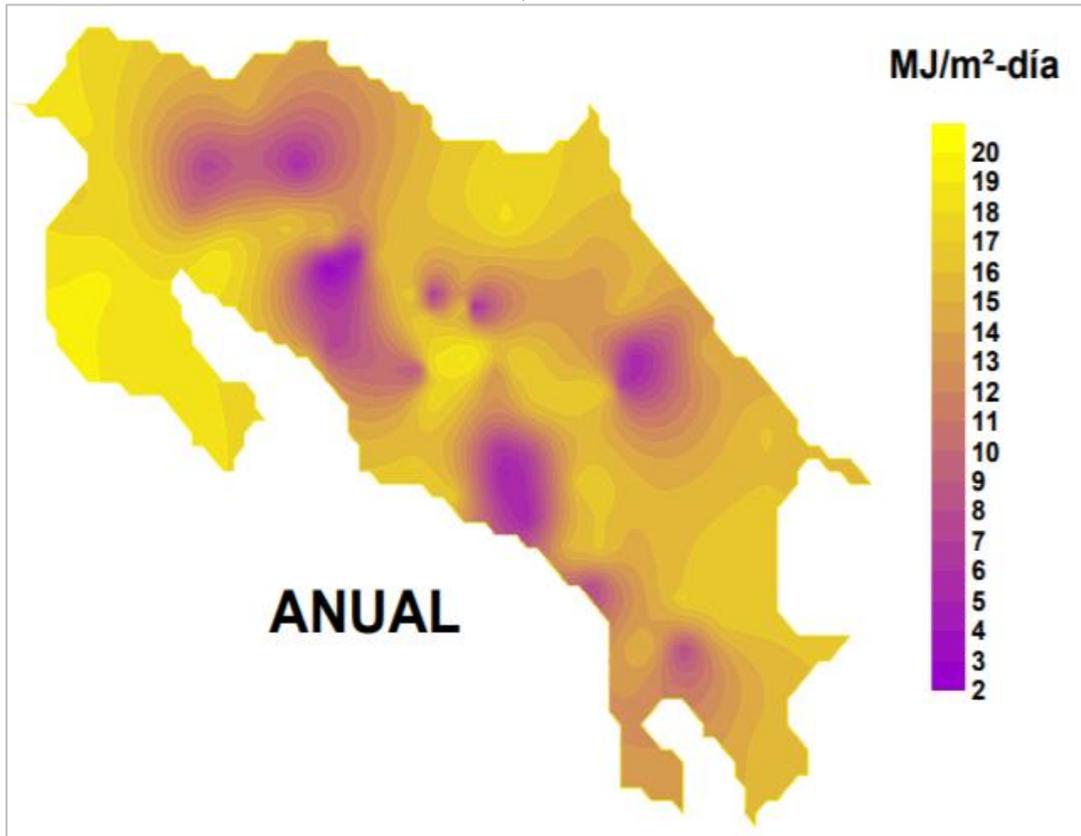


^{1/} Datos promedios
 Fuente: Elaboración propia, con datos Aresep y empresas distribuidoras

Según el gráfico anterior, se puede observar que para el caso de Coopeguanacaste, los 52 hogares productores tuvieron un consumo de 1 496 kWh y una producción de energía de 650 kWh, por ende, para poder suplir dicho nivel de generación promedio, se logró estimar que necesitan alrededor de 12 paneles solares de 340W de potencia.

Según se explicó al inicio de esta investigación, la cantidad de energía generada depende entre otros aspectos de condiciones climatológicas, en específico de la irradiación solar. Al respecto, el mapa 3 ilustra el mapa de irradiación solar de Costa Rica, donde resalta Guanacaste como uno de los lugares con mayor cantidad de irradiación solar (Instituto Costarricense de Electricidad, 2006).

Mapa 3.
Costa Rica: Radiación solar diaria media anual, 2006



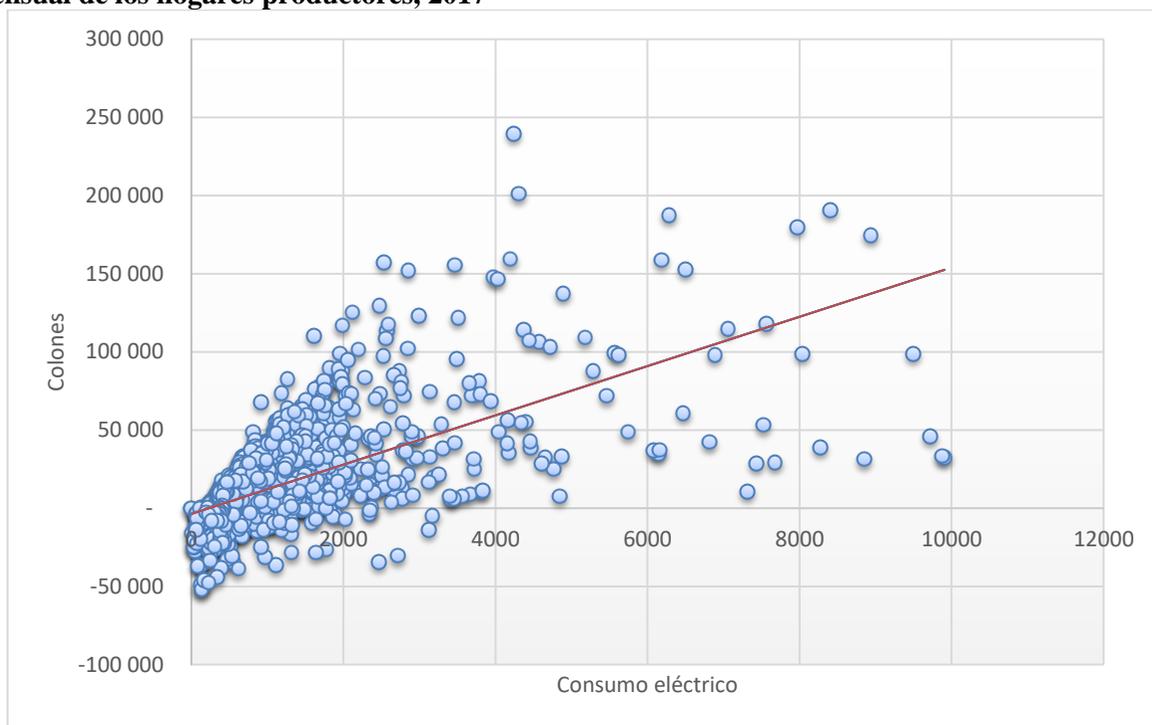
Fuente: Instituto Costarricense de Electricidad, 2006

También es importante notar que los hogares productores de todas las empresas mantienen en promedio consumos superiores a su generación eléctrica, gracias a que están conectados a la red de distribución, esto quiere decir que además de pagar la tarifa de acceso tuvieron que cancelar lo correspondiente a la tarifa residencial convencional en la cual fueron suscritos por compras de energía al sistema.

Otro efecto interesante que permite analizar el modelo es la relación existente entre la energía consumida y el costo-beneficio (CB). Para ello, si el $CB > 0$ esto implica que los ingresos son mayores a los egresos (o costos), ósea existe un beneficio, caso contrario cuando $CB < 0$.

Además, se entiende como ingreso el ahorro percibido por el hogar productor, debido a que disminuye su facturación por concepto de consumo eléctrico, producto a que no destina o disminuye la transferencia de recursos económicos a favor de la empresa de distribución, ya que, el hogar dispone de paneles solares para su generación eléctrica. En contra posición al argumento anterior se estaría frente al concepto de costo (ver sección 3.2). El gráfico 31 muestra el detalle de dicha relación.

Gráfico 31
Costa Rica: Comparación entre consumo eléctrico y el costo-beneficio mensual de los hogares productores, 2017



Fuente: Elaboración propia, con datos Aresep y empresas distribuidoras

Se observó que la mayoría de los hogares productores presentaron consumos de energía eléctrica inferior a los 2 000 kWh. Sin embargo, también existen hogares con consumos muy superiores a ese nivel.

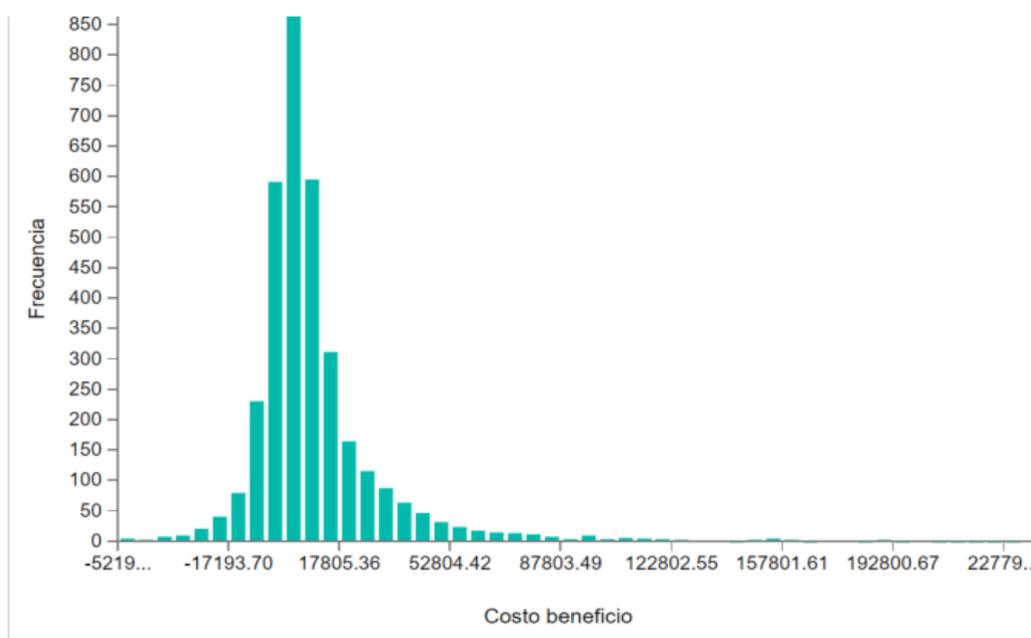
Ambas variables (consumo eléctrico y el costo-beneficio), reflejan una relación directa y positiva donde el coeficiente de correlación arrojó un valor de 0,65. Esto quiere decir que a mayor nivel de consumo eléctrico mayor será el beneficio monetario que reciba el hogar debido a la inversión realizada. Por ende, es importante hacer notar que el nivel de beneficio derivado de un mayor consumo dependerá también de la tarifa eléctrica que este cobrando la empresa de distribución eléctrica. De esta manera, si la tarifa eléctrica es alta el beneficio (ahorro) aumentará y viceversa si la tarifa eléctrica es baja.

Unido a lo anterior, la tarifa de acceso es otra variable que influye para que el hogar logre obtener beneficios. Debido a que esta tarifa es un costo fijo que el hogar tendrá que pagar por estar conectado a la red de distribución, cuyo monto a cancelar varía según cada empresa distribuidora.

Para complementar el análisis anterior, se elaboró el siguiente histograma:

Gráfico 32

Costa Rica: Distribución del costo-beneficio monetario mensual de los hogares productores, 2017



Fuente: Elaboración propia, con datos Aresep y empresas distribuidoras

En el gráfico 32, se puede observar que el 24% de los hogares productores obtuvieron un resultado negativo (costo o pérdida) en algún mes del periodo en cuestión, las cuales ascienden hasta los ₡12 000 colones, esto quiere decir que hubiese sido preferible pagar la tarifa residencial convencional en lugar de asumir la inversión de paneles solares para generación eléctrica. Por otra parte, el 44% de los hogares recibió en algún mes un beneficio (ahorro) que se ubicó en un rango de ₡306 a ₡11 972 colones.

Además, el gráfico evidencia la presencia de valores extremos de gran magnitud tanto de pérdidas como de beneficios (ahorros), que dependen, como se analizó con anterioridad del nivel de consumo del hogar, la tarifa de acceso y la tarifa eléctrica que cobra de cada empresa distribuidora, la cual se caracteriza por ser escalonada, esto implica que entre mayor sea el consumo mayor será el monto de la facturación eléctrica y por lo tanto al tener paneles solares el ahorro percibido aumenta.

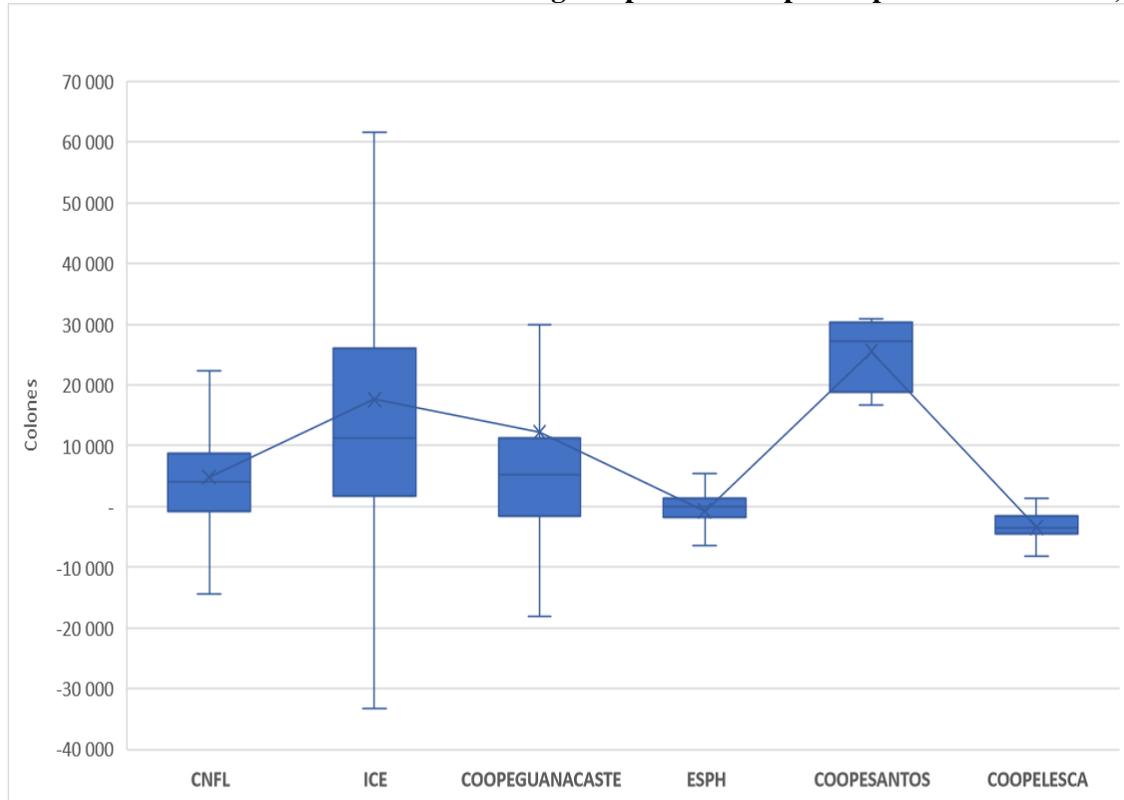
Por su parte, los datos son asimétricos a la derecha, esto muestra que los hogares productores tienden a recibir (ahorrar) por mes una mayor cantidad de recursos monetarios producto de la inversión realizada.

Ahora bien, en términos anuales, para el periodo de estudio se registraron 427 hogares productores, de ellos un 21,5% no tuvo beneficio alguno de la inversión realizada, ya que, registraron una pérdida (desahorro) promedio anual de alrededor de ₡10 700 colones. Donde el 59% de dichos hogares presentaron pérdidas en el rango de ₡167 a los ₡4 367 colones para el periodo en cuestión.

Por otro lado, se encuentran los hogares productores que sí obtuvieron beneficio, los cuales representaron un 78,5% del total. Para estos, el promedio anual del beneficio se ubicó en ₡15 117 colones, donde el 58% de dichos hogares registró beneficios en el rango de ₡20 a ₡10 000 colones.

Adicionalmente, el modelo ayudó a determinar el costo beneficio de los hogares a nivel de empresa distribuidora de electricidad. Tal y como se muestra en el gráfico 33.

Gráfico 33
Costa Rica: Costo-beneficio monetario de los hogares productores por empresa distribuidora, 2017



Fuente: Elaboración propia, con datos Aresep y empresas distribuidoras

Según el gráfico 33, se puede analizar que los hogares pertenecientes al ICE mostraron un rango más amplio del costo-beneficio obtenido producto de la inversión realizada en comparación a las otras empresas, esto se debe a una mayor cantidad de hogares y la heterogeneidad en su consumo, donde la pérdida mensual promedio más alta se ubicó en poco más de ₡33 000 colones y el mayor beneficio mensual promedio rondó los ₡61 000 colones. El beneficio promedio que recibieron (ahorraron) dichos hogares se registraron en ₡17 587 colones por mes.

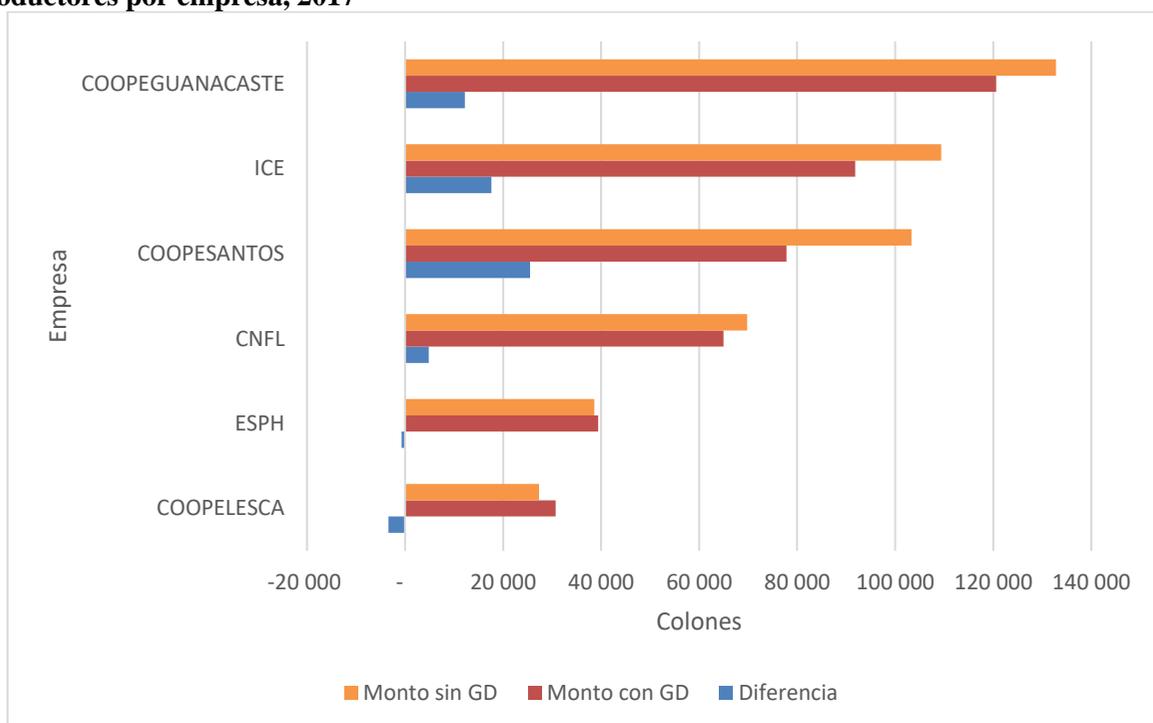
También es importante notar que el 75% percibido por estos hogares fue un beneficio (ahorro) de alrededor de ₡26 000 colones por mes.

Por otro lado, el caso de ESPH es muy similar al de Coopelesca, donde los datos del costo beneficio obtenido por los hogares reflejó una pérdida (desahorro) máximo de ₡6 000 colones y un beneficio (ahorro) máximo de ₡5 000 por mes. El escaso monto del beneficio obtenido se explica en gran medida a que el consumo promedio anual de los hogares productores de la ESPH es de 504 kWh, mientras que para Coopelesca fue de 350 kWh. Además, ambas empresas presentan poca volatilidad en las observaciones y sus tarifas son de las más bajas del sector para el periodo de estudio.

Por su parte, para el periodo de estudio la empresa Coopesantos reportó 4 hogares productores de energía eléctrica con un consumo promedio anual de 864 kWh. Consecuentemente, los hogares obtuvieron únicamente beneficios con un mínimo de alrededor de ₡16 000 y un beneficio máximo de ₡30 000 por mes, para un promedio de ₡25 500 colones mensuales.

Con el fin de complementar los resultados anteriores, el modelo desarrollado permite cuantificar el monto a pagar (costo) de la inversión realizada (ver ecuación 5). Así como, el monto a cancelar bajo el supuesto donde el hogar no fuese productor, en este caso, a la energía consumida por el hogar se le aplicará lo concerniente a la tarifa residencial convencional de cada empresa distribuidora. Dicho efecto se expone en el gráfico 34.

Gráfico 34
Costa Rica: Comparativo entre el monto en colones sin GD y con GD del total de hogares productores por empresa, 2017^{1/}



^{1/} Datos promedios

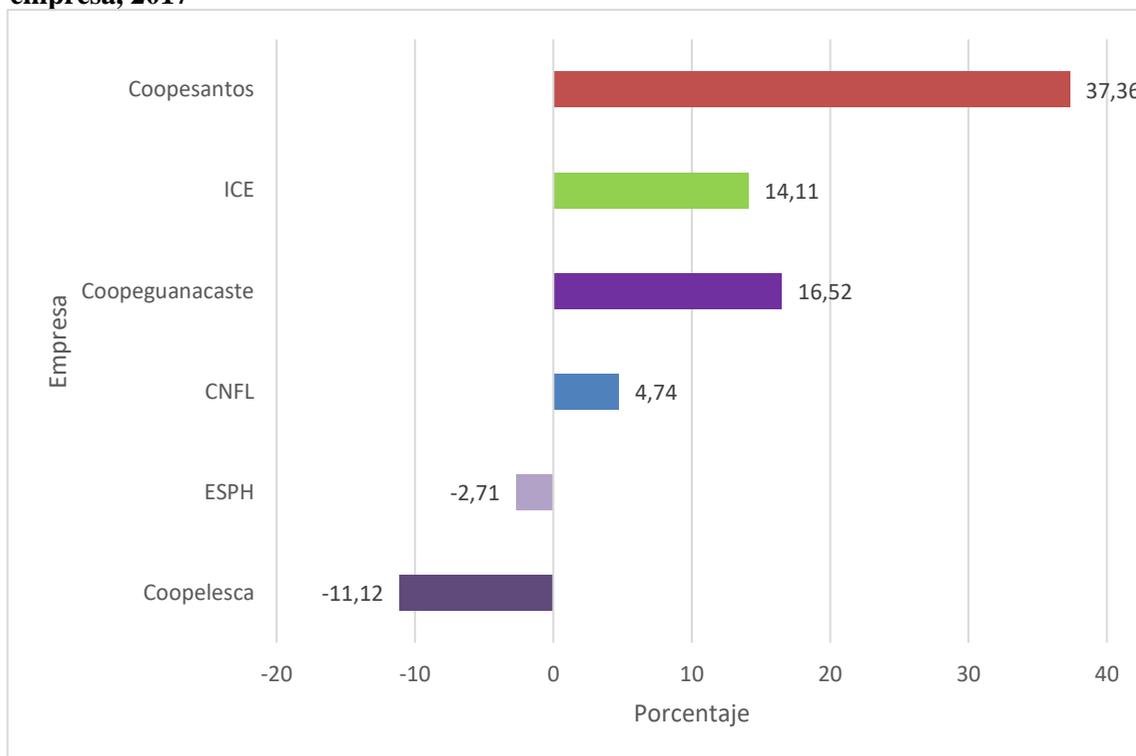
Fuente: Elaboración propia, con datos Aresep y empresas distribuidoras

Con se observa en el gráfico anterior, los hogares pertenecientes a Coopesantos mostraron en promedio la mayor diferencia entre el monto a cancelar sin generación y el monto a pagar con GD para autoconsumo, dando una diferencia promedio anual de ₡25 500 colones. Se puede argumentar que estos hogares obtuvieron en promedio beneficios monetarios debido a la inversión realizada.

Asimismo, tanto ESPH como Coopelesca registraron una diferencia negativa, esto quiere decir que el monto a pagar por concepto de la inversión realizada por los hogares para ser generadores distribuidos es superior al monto a cancelar bajo el esquema tarifario convencional. En otras palabras, la inversión realizada por estos hogares en promedio les generó más costos o pérdidas que beneficios.

Finalmente, es importante cuantificar la rentabilidad de la inversión, para ello se construyó una razón de rentabilidad, utilizando el costo beneficio y los costos totales (ver ecuación 2 y 5). Dichos resultados se aprecian con detalle en el gráfico 35.

Gráfico 35
Costa Rica: Relación entre el costo-beneficio y el costo total de los hogares productores por empresa, 2017



Fuente: Elaboración propia, con datos Aresep y empresas distribuidoras

Los resultados del gráfico 35 son congruentes a los expuesto líneas arriba, donde se muestra a Coopesantos como la empresa cuyas familias obtuvieron una rentabilidad promedio anual de un 37,36% sobre la inversión realizada. También es importante tener presente que en Coopesantos la cantidad de hogares productores para el periodo en cuestión es bastante limitada si se compara con el resto de las empresas, no obstante, cuentan con una de las tarifas más altas del mercado.

Por su parte, los hogares suscritos al ICE tuvieron una rentabilidad de un 14,11%, un resultado bastante similar a la obtenida por los hogares de Coopeguanacaste.

Al contrario, los hogares de ESPH y Coopelesca, registraron una rentabilidad negativa de un 2,71% y un 11,12% respectivamente. Como se explicó antes, esto se debe al efecto combinado de la cantidad de energía consumida y las tarifas eléctricas, las cuales se encuentran por debajo del promedio nacional.

Un aspecto importante por considerar con la GD son los cargos asociados a la tarifa eléctrica y su recaudación. Actualmente, existen tres tipos de cargos a saber; impuesto de bomberos, impuesto de venta y la tarifa de alumbrado público. Para los casos del impuesto a bomberos e impuesto de venta, el cargo se basa en el consumo de energía, mientras que, para el alumbrado público, el cargo se fundamenta sobre el consumo y la energía retirada¹⁹.

Según el párrafo anterior, con el desarrollo de la GD para autoconsumo, el monto a recaudar se verá afectado, debido a que el cálculo de la recaudación se fundamenta en la energía que consumo (adquiere) el hogar de las empresas eléctricas. Por ende, si el abonado es un hogar productor consumidor va a generar su propia energía eléctrica y con ello disminuirá la cantidad de energía que compra, con la consecuente afectación del monto que se espera recaudar en dichos cargos.

En síntesis, el modelo desarrollado permitió obtener y analizar los resultados expuestos y con ello disponer de información de los hogares con GD a nivel nacional que con anterioridad no se contaba. Dicha información aporta valor agregado a las decisiones de los diferentes agentes económicos que interviene en el sector.

¹⁹ Aplica solo para GD de autoconsumo.

Capítulo V

5. Conclusiones y recomendaciones

5.1 Conclusiones

En primer lugar, es importante tener presente que el mercado actual donde se desenvuelve la generación distribuida para autoconsumo en Costa Rica se encuentra coordinado por el Minae como ente rector, el cual, por medio de decretos, directrices y reglamentos, dicta las reglas que los participantes del mercado deberán acatar. Además, es un mercado donde se ejerce regulación de calidad a través de normas técnicas establecidas por la Aresep, no así, regulación económica.

Unido a lo anterior, el marco de políticas regulatorias vigentes se encuentra influenciado por un compromiso país de impulsar la carbono neutralidad en el sector energético nacional. Donde para alcanzar dicho objetivo, los diferentes actores del mercado son orientados con políticas públicas definidas tanto en el Plan Nacional de Desarrollo como en el Plan Nacional de Energía. En ambos instrumentos, el promover el uso de la GD para autoconsumo con fuentes renovables es de gran relevancia a nivel país.

Adicionalmente, las políticas regulatorias presentan limitaciones para incentivar el desarrollo y la participación activa de diferentes sectores sociales. Esto debido a que no existe una ley de GD para autoconsumo en Costa Rica. El marco normativo de esta actividad se limita en el Decreto 39220-MINAE, y las normas técnicas POASEN y SUCOM establecidas por la Aresep, fundamentalmente.

Con relación al Decreto 39220-MINAE, se establece que la GD puede operar bajo un sistema aislado o interconectado a la red de distribución. Además, se presenta en dos modalidades contractuales, la medición neta sencilla y la medición neta completa. La medición neta sencilla no se considera un servicio público, esto debido al pronunciamiento por parte de la Procuraduría General de la República (PGR), la cual dictaminó que la misma no constituye una venta monetaria de excedentes por tener como fin último el autoconsumo, por ende, la Aresep está imposibilitada de ejercer todo el marco regulatorio definido en su ley. Por otro lado, en la medición neta completa se da un intercambio monetario entre partes y en consecuencia se estaría ante una prestación de servicio público y se aplicaría lo dispuesto en la ley 7200 que limita la venta al ICE.

También se concluye en dos aspectos importantes que caracterizan la GD para autoconsumo en el país. El primer aspecto se enmarca en el artículo 44 del decreto en cuestión, donde se indica que la capacidad máxima de los sistemas de generación conectados en un mismo circuito no deberá exceder el 15% de la demanda máxima anual del circuito.

Mientras que el segundo aspecto se define en el artículo 34 del mismo decreto, el cual dicta que el generador distribuido podrá depositar en la red de distribución la energía no consumida, y tendrá derecho a retirar hasta un máximo del 49% de la energía total generada para utilizarla de forma diferida.

Por otro lado, con relación al análisis cuantitativo de los resultados plasmado en el capítulo IV, se logró diagnosticar el estado actual de la GD en Costa Rica, de tal forma que se brindan algunas conclusiones pertinentes sobre el mercado. Para empezar, es relevante tener en cuenta que la generación eléctrica fotovoltaica no es energía firme, esto quiere decir que su producción está supeditada a condiciones ambientales principalmente, y a su vez, es altamente variable según las horas en que se dispone de sol.

Para el 2017, se contabilizó un total de 427 hogares productores de energía eléctrica para autoconsumo, conectados a la red de distribución eléctrica. Dicho número con el pasar de los meses fue en aumento. Adicionalmente, la provincia que concentró una mayor cantidad de hogares productores de energía eléctrica fue San José con un 30,18% del total, seguido de Alajuela con un 18,69%. Al respecto, es importante mencionar que los distritos donde se ubicaron la mayor parte de dichos hogares sobresalen en aspectos relacionados a la calidad de vida de sus habitantes como lo son; gestión municipal, inserción laboral, seguridad ciudadana, acceso a servicios de salud y educación, entre otros aspectos.

Otro aspecto que se logró diagnosticar es con respecto a la cantidad de energía generada, para lo cual, las provincias de San José y Alajuela sobresalen como los lugares con mayor generación, inyección y retiro de energía eléctrica fotovoltaica. Estos resultados obedecen a elementos como la cantidad de generadores distribuidos, el tamaño de los sistemas utilizados y las condiciones climáticas.

Bajo el contexto anterior, el 56% de la energía generada a nivel nacional por los hogares productores se ubicó entre los valores de 125kWh a 502kWh. Mientras que el 68% de la energía inyectada se concentró en valores inferiores a 278kWh. Por su parte, el 59% de los hogares realizó retiros inferiores a 183kWh y estos se efectuaron en mayor medida en el segundo semestre.

Por otra parte, la empresa que concentró una mayor cantidad de hogares productores para el periodo de análisis fue la CNFL con un 44,37% del total, seguido del ICE el cual agrupó al 36,26%. Esto quiere decir que el grupo ICE (conformado por el ICE y la CNFL) abarcó al 80,63% de los hogares productores consumidores de energía eléctrica a nivel nacional, cifra que coincide con la concentración de usuarios a quienes sirven esas empresas. Por otro lado, la empresa donde en promedio se generó la mayor cantidad de energía por hogar fue en Coopeguanacaste con 688,71 kWh, este dato indica la relevancia de las condiciones climáticas para este tipo de generación eléctrica y en el consumo medio que tienen los usuarios en esa zona.

Producto del desarrollo del modelo propuesto se logró determinar el consumo promedio anual de los hogares productores para el 2017, el cual se ubicó en 845 kWh, este dato es cuatro veces superior al promedio de consumo de los hogares no productores para el mismo periodo. Al respecto, el 42% presentó niveles de consumo entre 396,32 kWh a 792,64 kWh.

Por su parte, el beneficio monetario que reciben los hogares productores de la inversión realizada presenta una correlación directa y positiva con el nivel de consumo. Al respecto, el 44% de los hogares registró un beneficio (ahorro) para algún mes del periodo de estudio que se ubicó en el rango de ₡306 a ₡11 972 colones.

En términos anuales, el 78,5% del total de los hogares productores obtuvieron un beneficio promedio anual de ₡15 117 colones. En contra posición, un 21,5% no tuvo beneficio alguno de la inversión realizada, ya que, registraron una pérdida (desahorro) promedio anual de alrededor de ₡10 700 colones. A nivel de empresa los hogares pertenecientes a Coopesantos mostraron una rentabilidad sobre la inversión realizada de un 37,4%, seguido de los hogares de Coopeguanacaste con un 16,5% y en tercer lugar los pertenecientes al ICE con un 14,1%. Por otro lado, tanto los hogares de la ESPH y Coopelesca registraron una rentabilidad con valor negativo de 2,7% y un 11,2% respectivamente.

5.2 Recomendaciones

En el marco de las políticas regulatorias vigentes, para el corto plazo, es imperativo realizar una reformulación, en específico a lo indicado en el artículo 34 del Decreto 39220-MINAE, referente al retiro máximo de energía del 49% del total de la energía generada. Al definir la GD como autoconsumo, existe un límite o tope natural, el cual no debería superar el consumo total del generador distribuido. El establecer un tope tiene sentido para evitar una sobre instalación motivada por la venta en unidades monetarias (medición neta completa o net billing) del excedente de la energía generada, pero si el objetivo es autoconsumo, no es justificable fijar un tope máximo al retiro de energía.

Aunado a lo anterior, es recomendable modificar el artículo 44 del Decreto 39220-MINAE, para eliminar la utilización de un límite máximo fijo (actualmente un 15%) permitido de GD en un mismo circuito, con el fin de que la capacidad máxima por circuito se determine mediante estudios técnicos ingenieriles de capacidad de carga para cada circuito de manera particular, ya que al imponer un tope máximo sin un previo análisis que responda a un criterio ingenieril de las condiciones actuales del mercado, se estaría desincentivando el desarrollo de la GD en el país.

Por su parte, a mediano plazo, es indispensable que el país cuente con un marco normativo claro y transparente, donde por medio de una ley se articulen elementos técnicos, económicos y legales, que garantice seguridad jurídica a todos los agentes que participen en esta actividad.

Centrar esfuerzos en el desarrollo de políticas públicas concretas que impulsen el acceso universal a fuentes de financiamiento específico dentro del Sistema Financiero Nacional, promoviendo tasas de interés, topes y plazos que permitan obtener beneficios de la inversión realizada acorde a vida útil promedio de los sistemas que se comercializan en el país, el objetivo es incentivar esta actividad a sectores de la población que actualmente no tienen un incentivo económico para realizarla. Unido a lo anterior, se recomienda poner en marcha la GD colaborativa, donde los diferentes agentes económicos pueden disponer de su energía generada a favor de un tercero y en algunos casos sin importar la ubicación de la fuente. Tal y como sucede en México y Reino Unido donde se aplica la GD colaborativa.

Por otro lado, producto del desarrollo del modelo, se recomienda que los hogares deban contemplar aspectos técnicos inherentes a este tipo de generación, para lo cual antes de iniciar el proceso de inversión en estos sistemas es aconsejable conocer variables como la ubicación geográfica de la residencia, el tipo de tecnología a utilizar, el tamaño del panel, la garantía del fabricante, la potencia instalada, entre otros elementos con el fin de aprovechar de manera eficiente los recursos invertidos.

También, es relevante que los hogares conozcan sus patrones de consumo de energía eléctrica, esto quiere decir, que tengan claro cuáles son las horas del día donde consumen más electricidad. Adicionalmente, es pertinente tener un dato histórico promedio mensual de los consumos. Unido a este punto, se aconseja invertir en este tipo de tecnologías a los hogares con consumos promedio mensuales superiores a los 500 kWh para obtener beneficios económicos de la inversión realizada.

Por último, es indispensable que los hogares tengan presente cuanto es su tarifa actual según la empresa distribuidora que brinda el servicio eléctrico y contrastarlo con el monto mensual que deberían desembolsar por la inversión realizada más la tarifa de acceso.

Adicionalmente, existen costos hundidos importantes como lo son la tramitología que deberían ser contemplados, así como, el periodo de aprobación de los proyectos por parte de las empresas distribuidoras y el Colegio Federado de Ingenieros y Arquitectos, los cuales usualmente tienen una duración de aproximadamente 6 meses.

Anexo

- Cotizaciones



Información Confidencial



Tamarindo, Guanacaste



Escazú, San José



San Antonio de Belén, Heredia

Preparada por:
GoSolar Energy Efficiency SRL
San José, Costa Rica
+ (506) 2289-8369
+ (506) 4030-6231
US# (201) 484-8867

Exclusivamente para:
David Chacón

Cliente #: 190178
Fecha: 05/02/2019
Ubicación: Sabanilla

Credibilidad de GoSolar

Somos la única empresa solar en Latinoamérica que cuenta con el apoyo financiero y técnico del Gobierno de los Estados Unidos para el desarrollo de Sistemas Solares residenciales, comerciales, industriales y gubernamentales por medio de Overseas Private Investment Corporation (OPIC).



Porque OPIC es relevante para usted?

1. Toda nuestra tecnología y equipos son aprobados por el Departamento de Energía de Washington DC. Esto le asegura que utilizamos únicamente equipos de buena calidad.
2. GoSolar ha sido financiado por OPIC por un período de 10 años. Mientras que otras compañías pueden o no existir, nuestro compromiso financiero le asegura la permanencia. ¡Estamos aquí para quedarnos y servirle por un largo tiempo!
3. Al mantener un contacto constante con Washington D.C., estamos siempre al día de los últimos avances tecnológicos. Esto nos permite presentar las mejores y más recientes soluciones solares a nuestros clientes.
4. Estamos en capacidad de ofrecer financiamiento con tasa fija durante 10 años. Ningún banco actual en Costa Rica puede ofrecer tasa fija durante un período de tiempo tan largo.

Nuestro Proceso Llave en Mano



DISEÑO DEL SISTEMA SOLAR

David Chacón

Tamaño del Sistema Propuesto	4,29 kWp
Cantidad de Módulos Fotovoltaicos	13
Producción Anual (1er año)	5 908 kWh
Equivalente a un ahorro anual de	\$923
Area Requerida	33 m ²
Tipo de Instalación	Techo
Compañía Distribuidora	CNFL
Estimado de Energía Almacenada en la Red	49%

Esta es una propuesta preliminar. En caso de aprobación se realizará una visita técnica.

PLAN DE AHORROS PERSONALIZADO GOSOLAR

David Chacón

	Antes de GoSolar	Después de GoSolar
Factura Eléctrica Mensual	\$106	\$17
Factura Eléctrica Anual	\$1 275	\$201
Ahorros Anuales Totales (1er año)		\$923
Ahorros Acumulados Totales (25 años)		\$39 359
Reducción del Consumo Energía (kWh)		



Tipo de Cambio US\$1 ₡595	Ahorros Anuales (incluye seguro, pagos y mantenimiento)			
	Efectivo		Con Financiamiento	
Año	Anual	Acumulado	Anual	Acumulado
1	\$923	\$923	\$8	\$8
2	\$946	\$1 869	\$30	\$38
3	\$986	\$2 855	\$71	\$109
4	\$1 029	\$3 884	\$113	\$223
5	\$1 073	\$4 957	\$158	\$380
6	\$1 119	\$6 076	\$204	\$584
7	\$1 167	\$7 243	\$252	\$836
8	\$1 217	\$8 461	\$302	\$1 138
9	\$1 270	\$9 730	\$1 270	\$2 408
10	\$1 324	\$11 055	\$1 324	\$3 732
11	\$1 381	\$12 436	\$1 381	\$5 113
12	\$1 441	\$13 877	\$1 441	\$6 554
13	\$1 503	\$15 380	\$1 503	\$8 057
14	\$1 568	\$16 947	\$1 568	\$9 624
15	\$1 635	\$18 582	\$1 635	\$11 259
16	\$1 705	\$20 288	\$1 705	\$12 965
17	\$1 779	\$22 067	\$1 779	\$14 744
18	\$1 856	\$23 922	\$1 856	\$16 599
19	\$1 936	\$25 858	\$1 936	\$18 535
20	\$2 019	\$27 877	\$2 019	\$20 554
21	\$2 106	\$29 984	\$2 106	\$22 661
22	\$2 197	\$32 181	\$2 197	\$24 858
23	\$2 292	\$34 473	\$2 292	\$27 150
24	\$2 391	\$36 864	\$2 391	\$29 542
25	\$2 495	\$39 359	\$2 495	\$32 036

RESUMEN

David Chacón

Tamaño del Sistema Propuesto

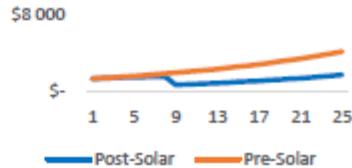
4,29 kWp

Costo de Mantenimiento (1er año)*

\$150

*Una visita anual

Ahorros Anuales de Energía en el Tiempo



La inflación histórica en el costo de la electricidad en Costa Rica ha sido 13% (BCCR). Sin embargo, suponemos un 5% para calcular los ahorros.

Opción Efectivo

Costo del Sistema

\$5 242	1,22 \$/Wp
----------------	-------------------

Opción Efectivo incluye descuento
6,50%

Usted recupera su inversión en:

5 Años 6 Meses

 1) Pago de Estudio de Viabilidad*
\$950

 2) Pago después de aprobada Viabilidad
\$3 407 65%

 3) Pago después de la instalación del sistema
\$1 310 25%

 4) Pago después de la interconexión
\$524 10%

*No incluido en costo del Sistema. Considera cargos dados por la Compañía Eléctrica + CFIA

Los precios de los medidores los proporciona la Compañía Eléctrica al momento de la aprobación de la inspección del sistema.

No están incluidos en el pago de viabilidad.

Opción Con Financiamiento

Costo del Sistema

\$5 582	1,30 \$/Wp
----------------	-------------------

 Prima **\$1 116** 20%

 Monto Financiado **\$4 466** 80%

Tasa de Interés 9,50%

Plazo (meses) 96

Se incluye una tasa de interés fija durante el plazo

 Penalidad por Prepago
\$0

Usted recupera su inversión en:

7 Años 11 Meses

 1) Pago de Estudio de Viabilidad*
\$950

 2) Pago de prima después de aprobada Viabilidad
\$1 116

3) Inicio de pagos mensuales después de interconexión

\$67 Cuota Mensual

\$10 Seguro Mensual

\$76 Pago Mensual Total
a GoSolar

Garantía del Equipo

Módulos Fotovoltaicos



Distribuidores de la Marca Canadian Solar.
 Certificación de Resistencia para Ambientes Salinos.
10 años de defectos de producto y 25 años de degradación.

Inversores



Corporación Multinacional con más de 150 años de experiencia en tecnologías de generación eléctrica.
5 años por defectos de fabricación

Sistema de Montaje



Es el fabricante líder de sistemas de montaje, con excelencia de productos
 GoSolar utiliza la marca número #1 a nivel mundial
20 años por defectos de fabricación

Instalación



Todos nuestros materiales son UL certificados.
1 año

¡Esperamos que nos permita la oportunidad de servirle como cliente!



v1.1

Proforma : No. 39187

Compañía : ELECTROCARIBE S&C SOCIEDAD ANONIMA
 Sucursal : GUAPILES
 Cédula : 3101690307
 Fecha : 04/03/2019

CRONUS erp - Ver: 6.1.168

Página 1 de 1

Cliente : 1 DAVID CHACON

Dirección envío : POCOCHI

De acuerdo a su amable solicitud, nos es grato presentar a su consideración nuestra cotización como sigue :

#L.	Código	Descripción	Cantidad	Unitario	%desc	Precio desc	Subtotal
1	9999	INSTALACION DE 10 PANELES SOLARES MONOCRISTALINOS, CON SISTEMA DE INVERSOR INTERCONECTADO A LA RED.	1.00	5,365.00			5,365.00
2		MODALIDAD LLAVE EN MANO	1.00				

**** Gracias por preferirnos (2 producto(s))****

**** El cliente debe de revisar la oferta y verificar que cumple con lo solicitado, Cantidades sujetas a venta previa ****

Agente : 15 BERNI MORA SOLIS

Forma de pago : **CONTADO**

Observaciones : [No se indica]

Subtotal : 5,365.00

Dólares

Impuesto : 697.45

Total : 6,062.45

SEIS MIL SESENTA Y DOS CON 45 CTS.



feb. 05, 2019
 Cotización Preliminar #5114 (Pendiente)
 Ubicación de Inventario -
 Términos de Pago Ninguno

Empresa Purasol Vida Natural SRL
 Dirección Contiguo a Ferreteria Fixur
 Ciudad San Isidro de General (San Jose)
 Código Postal 11901
 País COSTA RICA
 Teléfono (506) 4001-8630
 Impuesto ID 3-102-585489

Cliente Cotización
 Dirección de la Cuenta A definir con el cliente
 Dirección de Envío Casa/negocio del cliente
 Nombre Contacto a definir

#	SKU	Descripción del Producto	Cantidad	Unidad de Precio (USD)	Descuento	Impuesto	Total de Renglones (USD)
1	0101009	Panel (modulo) solar monocristalino 370Wp - Canadian solar - CS3U-MS 370W	6	222,00	0,00	0,00	1.332,00
2	9800002	Set de estructura para techo de lámina metálica corrugada, certificada, en paralelo de techo, rieles aluminio, anclaje inox, aterizado - Chiko - precio por panel	6	39,00	0,00	0,00	234,00
3	02HM001	Kit completo de micro-inversores incluyendo el micro inversor, cable tipo trunk + todos los accesorios originales de marca / precio por panel - Hoymiles kit	6	128,00	0,00	0,00	768,00
4	98HM001	Set monitoreo internet, original de marca, modelo avanzado (no básico), comunicación con micro inversor con tecnología de radio frecuencia y con el enrutador del cliente por LAN, ajuste por ingenio a distancia, ajustes a página personalizada en internet, suscripción por 25 años - Hoymiles	1	980,00	0,00	0,00	980,00

#	SKU	Descripción del Producto	Cantidad	Unidad de Precio (USD)	Descuento	Impuesto	Total de Renglones (USD)
5	14MO011	Instalación – mano de obra asegurada – material especializado – técnico certificado – precio por panel – Purasol	6	160,00	0,00	0,00	960,00
6	14MO007	Entrega normal – Purasol.	1	170,00	0,00	0,00	170,00
7	14IG026	Tramites de permisos, estudio de radiación, planos eléctricos, planos unificar, planos generales, solicitud de interconexión, estudio de viabilidad, estudio de radiación, registro al colegio de arquitectos de los planos, organización del cambio del medidor, manejo de comunicación con empresa distribuidora – Proyecto menos de 20Kwp – Purasol.	1	1.120,00	0,00	0,00	1.120,00
8	14IG016	Pago por medidores: Que incluyen el medidor bidireccional o medidor de 4 cuadrantes y el medidor de generación para sistemas monofásicos	1	180,00	0,00	0,00	180,00
Cantidad (Total)							28
SubTotal							5.744,00
Descuento							0,00
Impuesto							0,00
Total (USD)							5.744,00

Cualquier producto sin impuesto notado es, por defecto, gravado.

Condiciones de venta y certificado de garantía están disponible contra pedida. Validez de la oferta: 15 días.

Banco Nacional de Costa Rica:

Cuenta Corriente Colones: 100 01 010 007754 2

Cuenta Cliente Colones: 15101010010077545

Cuenta Corriente Dólares: 200 02 010 016852 4

Cuenta Cliente Dólares: 15101020020168523

En el momento de hacer el deposito, por favor, indicar el número de oferta. La oferta está en Dólares, si paga en Colones, se toma el tipo de cambio "venta" del banco central de Costa Rica del día de pago.

Firmar la oferta por aceptación con nombre completo y numero de cédula.

Paula Marín <asistente@acesolar.org>
para mí ▼

vie., 15 feb. 14:35

Buenas tardes David,

Disculpa la tardanza, no indicaron lo siguiente:

El costo por kWp \$1.3/Wp*.

El tipo de panel: el Policristalino

*Esto es una estimación del costo promedio.

Esperamos te funcione.

Saludos cordiales,

Paula Marín.

ASOCIACIÓN COSTARRICENSE DE ENERGÍA SOLAR

2246-5618 / 8811-7279 // asistente@acesolar.org

www.acesolar.org // www.facebook.com/acesolarCR

Ofi plaza del Este. Edificio B. Segundo piso Oficinas CRUSA. 150m oeste de la rotonda de La Bandera.

San Pedro de Montes de Oca. San José, Costa Rica.





HiKu

SUPER HIGH POWER POLY PERC MODULE

395 W ~ 415 W

CS3W-395 | 400 | 405 | 410 | 415P

MORE POWER



24 % more power than conventional modules



Up to 4.5 % lower LCOE
Up to 2.7 % lower system cost



Low NMOT: 42 ± 3 °C
Low temperature coefficient (Pmax):
 -0.37 % / °C



Better shading tolerance

MORE RELIABLE



Lower internal current,
lower hot spot temperature



Cell crack risk limited in small region,
enhance the module reliability



Heavy snow load up to 5400 Pa,
wind load up to 3600 Pa



linear power output warranty



product warranty on materials and workmanship

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2015 / Quality management system
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / CEC AU
IEC61701 ED2: VDE / IEC62716: VDE
UL 1703: CSA
Take-a-way



* We can provide this product with special BOM specifically certified with salt mist, and ammonia tests. Please talk to our local technical sales representatives to get your customized solutions.

CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in IHS Module Customer Insight Survey. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 30 GW deployed around the world since 2001.

CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com



BiKu MODULE
 NEW GENERATION BIFACIAL MODULE
FRONT POWER RANGE: 350W ~ 365W
UP TO 30% MORE POWER FROM THE BACK SIDE
 CS3U-350 | 355 | 360 | 365PB-AG



FRONT

BACK



* Both SBB and MBB modules will be supplied.

MORE POWER

- EXTRA POWER** Up to 30% more power from the back side
- 41°C** Low NMOT: 41 ± 3 °C
Low temperature coefficient (Pmax): -0.37 % / °C
- +** Better shading tolerance

MORE RELIABLE

- Thermometer icon** Lower internal current, lower hot spot temperature
- Shield icon** Minimizes micro-cracks and snail trails
- *** icon** Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa *
- Shield icon** Fire Class A and Type 3 / Type 13

30 years power output warranty

10 years product warranty on materials and workmanship

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

- ISO 9001:2015 / Quality management system
- ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
- OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

- IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / MCS / CEC AU / INMETRO
- UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US) / FSEC (US Florida)
- UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE / IEC 60068-2-68: SGS
- Take-e-way



* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in IHS Module Customer Insight Survey. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 33 GW deployed around the world since 2001.

* For detailed information, please refer to Installation Manual.

CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com



MAXPOWER CS6U-340 | 345 | 350 | 355P HIGH EFFICIENCY POLY MODULE

Canadian Solar's modules use the latest innovative poly-PERC cell technology, increasing module power output and system reliability, ensured by 17 years of experience in module manufacturing, well-engineered module design, stringent BOM quality testing, an automated manufacturing process and 100% EL testing.

KEY FEATURES



Excellent module efficiency of up to: 18.00 %



IP68 junction box for long-term weather endurance



Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 3600 Pa*



High PTC rating of up to: 92.86 %

25 years

linear power output warranty

10 years

product warranty on materials and workmanship

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2015 / Quality management system
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / MCS / INMETRO / CEC AU
UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US) / FSEC (US Florida)
UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE
UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1 / IEC 60068-2-68: SGS
Take-e-way



* We can provide this product with special BOM specifically certified with salt mist, ammonia and sand blowing tests. Please talk to our local technical sales representatives to get your customized solutions.

CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in IHS Module Customer Insight Survey. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 30 GW deployed around the world since 2001.

*For detail information, please refer to Installation Manual.

CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

● Base de datos

ID	IDENTIFICACION_ABONADO	IDENTIFICACION_SERVICIO	ANNO	MES	ENERGIA_GENERADA	ENERGIA_DEPOSITADA	ENERGIA_RETIRADA	IMPORTE_POR_ENERGIA_RETIRADA	EMPRESA	CODIGO_TARIFA	TOTAL_CONSUMO_KWH	TOTAL_IMPORTE_ENE	COD_DISTRITO	PROVIN	
27493519_10903	3101388795		27493519	2017	12	486	33	13	275	CNFL	1	1398	146690	10903	SAN J
27493519_10903	3101388795		27493519	2017	6	516	30	30	540	CNFL	1	1368	127530	10903	SAN J
27493519_10903	3101388795		27493519	2017	7	477	30	30	540	CNFL	1	1296	121245	10903	SAN J
27493519_10903	3101388795		27493519	2017	8	540	33	33	595	CNFL	1	1275	119275	10903	SAN J
27493519_10903	3101388795		27493519	2017	5	509	34	34	610	CNFL	1	1269	117650	10903	SAN J
27493519_10903	3101388795		27493519	2017	10	464	39	39	805	CNFL	1	1148	116935	10903	SAN J
27493519_10903	3101388795		27493519	2017	1	564	44	44	790	CNFL	1	2000	114335	10903	SAN J
27493519_10903	3101388795		27493519	2017	11	460	23	23	485	CNFL	1	1086	112040	10903	SAN J
27493519_10903	3101388795		27493519	2017	3	706	7	7	125	CNFL	1	1071	98190	10903	SAN J
27493519_10903	3101388795		27493519	2017	9	496	41	43	775	CNFL	1	1061	97965	10903	SAN J
27493519_10903	3101388795		27493519	2017	2	570	16	16	290	CNFL	1	1057	96805	10903	SAN J
27493519_10903	3101388795		27493519	2017	4	630	69	69	1240	CNFL	1	1025	93940	10903	SAN J
326238_10903	3101221186		326238	2017	11	251	72	72	1515	CNFL	1	726	72055	10903	SAN J
441898_10903	1.32E+11		441898	2017	10	252	80	80	1505	CNFL	1	629	56540	10903	SAN J
441898_10903	1.32E+11		441898	2017	12	220	79	79	1535	CNFL	1	571	54940	10903	SAN J
326238_10903	3101221186		326238	2017	10	245	71	71	1475	CNFL	1	567	53485	10903	SAN J
441898_10903	1.32E+11		441898	2017	9	254	83	83	1495	CNFL	1	556	51660	10903	SAN J
441898_10903	1.32E+11		441898	2017	11	236	79	79	1660	CNFL	1	528	50055	10903	SAN J
326238_10903	3101221186		326238	2017	1	329	117	117	2105	CNFL	1	516	44680	10903	SAN J
326238_10903	3101221186		326238	2017	6	253	69	69	1240	CNFL	1	523	44945	10903	SAN J
326238_10903	3101221186		326238	2017	8	269	78	78	1405	CNFL	1	501	43200	10903	SAN J
326238_10903	3101221186		326238	2017	9	258	83	83	1495	CNFL	1	479	40010	10903	SAN J
326238_10903	3101221186		326238	2017	7	232	68	68	1225	CNFL	1	468	38875	10903	SAN J
441898_10903	1.32E+11		441898	2017	1	255	108	108	1945	CNFL	1	421	38655	10903	SAN J
326238_10903	3101221186		326238	2017	5	253	91	91	1640	CNFL	1	468	38610	10903	SAN J
352154_10903	3101039705		352154	2017	6	2437	1355	1242	22355	CNFL	1	463	38120	10903	SAN J
27610588_10903	112860351		27610588	2017	10	940	483	460	9540	CNFL	1	420	37705	10903	SAN J
441898_10903	1.32E+11		441898	2017	5	304	128	118	2125	CNFL	1	451	36990	10903	SAN J
27498667_10903	1.84E+11		27498667	2017	10	757	464	370	7600	CNFL	1	412	36555	10903	SAN J
27498667_10903	1.84E+11		27498667	2017	6	796	427	390	7020	CNFL	1	428	34660	10903	SAN J
27498667_10903	1.84E+11		27498667	2017	11	787	482	385	8095	CNFL	1	383	33965	10903	SAN J
326238_10903	3101221186		326238	2017	3	390	177	177	3185	CNFL	1	414	33275	10903	SAN J
326238_10903	3101221186		326238	2017	4	322	125	125	2250	CNFL	1	402	32085	10903	SAN J
27610588_10903	112860351		27610588	2017	11	845	409	409	8600	CNFL	1	364	31855	10903	SAN J
441898_10903	1.32E+11		441898	2017	6	216	76	76	1370	CNFL	1	386	30510	10903	SAN J
326238_10903	3101221186		326238	2017	12	280	94	94	1975	CNFL	1	343	29520	10903	SAN J
27610588_10903	112860351		27610588	2017	8	1.014	549	496	8930	CNFL	1	357	27860	10903	SAN J
27610588_10903	112860351		27610588	2017	12	829	430	411	8645	CNFL	1	319	26855	10903	SAN J

ID	TOTAL_CONSUMO_KWH	TOTAL_IMPORTE_ENE	COD_DISTRITO	PROVINCIA	CANTON	DISTRITO	Latitude	Longitude	NUMERO DE PANELES	ENERGIA ESTIMADA	MONTO DE CREDITO	CONSUMO TOTAL	COSTOS TOTALES	MONTO SIN IGV	RESULTADO	FECHA
1	364	31835	10903	SAN JOSE	SAN JA ANA	POCOS	9.954445	-84.189636	25	2011.6438356164	60634.1777312322	1409	201.109.18	120.698.34	24.389.36	miércoles, 1 de noviembre de 2017
1	386	30510	10903	SAN JOSE	SANTA ANA	POCOS	9.954445	-84.189636	4	269.7718949717	16174.4473949952	602	48.054.45	52.008.10	4.453.65	viernes, 1 de junio de 2017
1	943	29520	10903	SAN JOSE	SANTA ANA	POCOS	9.954445	-84.189636	5	337.214611872146	20218.0592437441	623	51.713.06	60.617.38	8.904.32	viernes, 1 de diciembre de 2017
1	357	27860	10903	SAN JOSE	SANTA ANA	POCOS	9.954445	-84.189636	18	1213.9726073973	72785.0132774786	1318	109.575.01	123.559.44	13.984.43	martes, 1 de agosto de 2017
1	319	26855	10903	SAN JOSE	SANTA ANA	POCOS	9.954445	-84.189636	15	1011.6438356164	60634.1777312322	1129	96.154.18	116.813.74	20.659.56	viernes, 1 de diciembre de 2017
1	846	26555	10903	SAN JOSE	SANTA ANA	POCOS	9.954445	-84.189636	6	404.65753246575	24261.6710924929	680	53.551.67	59.558.00	6.006.33	miércoles, 1 de febrero de 2017
1	844	26360	10903	SAN JOSE	SANTA ANA	POCOS	9.954445	-84.189636	5	337.214611872146	20218.0592437441	641	49.008.06	55.704.80	6.696.74	miércoles, 1 de febrero de 2017
1	337	25665	10903	SAN JOSE	SANTA ANA	POCOS	9.954445	-84.189636	5	337.214611872146	20218.0592437441	626	47.898.06	54.222.80	6.234.74	miércoles, 1 de marzo de 2017
1	334	25570	10903	SAN JOSE	SANTA ANA	POCOS	9.954445	-84.189636	15	1011.6438356164	60634.1777312322	1096	93.534.18	97.489.48	9.935.30	martes, 1 de agosto de 2017
1	329	24875	10903	SAN JOSE	SANTA ANA	POCOS	9.954445	-84.189636	6	404.65753246575	24261.6710924929	684	51.676.67	60.726.33	9.049.66	sábado, 1 de junio de 2017
1	323	24460	10903	SAN JOSE	SANTA ANA	POCOS	9.954445	-84.189636	16	1078.0875799887	64697.7895799887	1228	97.292.79	114.597.24	17.304.45	sábado, 1 de julio de 2017
1	285	23130	10903	SAN JOSE	SANTA ANA	POCOS	9.954445	-84.189636	20	1348.8584748858	80872.2369749762	1197	115.272.24	124.365.82	9.095.58	miércoles, 1 de noviembre de 2017
1	310	23000	10903	SAN JOSE	SANTA ANA	POCOS	9.954445	-84.189636	14	944.20091324009	56610.5658824833	1014	86.595.57	93.728.70	7.133.13	lunes, 1 de mayo de 2017
1	283	22915	10903	SAN JOSE	SANTA ANA	POCOS	9.954445	-84.189636	11	741.872146118722	44479.7303362369	879	69.519.73	89.048.74	19.526.01	miércoles, 1 de noviembre de 2017
1	304	22565	10903	SAN JOSE	SANTA ANA	POCOS	9.954445	-84.189636	13	876.7579988758	52566.9540337345	954	81.486.95	87.312.32	5.825.37	sábado, 1 de julio de 2017
1	296	22160	10903	SAN JOSE	SANTA ANA	POCOS	9.954445	-84.189636	23	1551.18721461187	93003.0725212216	1599	117.863.07	150.355.20	32.492.13	domingo, 1 de enero de 2017
1	277	22055	10903	SAN JOSE	SANTA ANA	POCOS	9.954445	-84.189636	18	1213.9726073973	72785.0132774786	1297	97.620.01	135.471.82	37.851.81	domingo, 1 de octubre de 2017
1	288	20860	10903	SAN JOSE	SANTA ANA	POCOS	9.954445	-84.189636	17	1146.5298036353	66741.4014287258	1175	97.626.40	109.836.75	12.010.35	viernes, 1 de junio de 2017
1	283	20385	10903	SAN JOSE	SANTA ANA	POCOS	9.954445	-84.189636	13	876.7579988758	52566.9540337345	1020	75.491.55	84.329.00	18.837.05	lunes, 1 de mayo de 2017
1	278	19905	10903	SAN JOSE	SANTA ANA	POCOS	9.954445	-84.189636	18	1213.9726073973	72785.0132774786	1203	101.670.01	112.638.15	10.968.14	lunes, 1 de mayo de 2017
1	270	19295	10903	SAN JOSE	SANTA ANA	POCOS	9.954445	-84.189636	14	944.20091324009	56610.5658824833	910	82.905.57	82.990.80	25.23	viernes, 1 de septiembre de 2017
1	256	17805	10903	SAN JOSE	SANTA ANA	POCOS	9.954445	-84.189636	16	1078.0875799887	64697.7895799887	1168	85.672.79	107.772.40	22.099.61	miércoles, 1 de febrero de 2017
1	229	17115	10903	SAN JOSE	SANTA ANA	POCOS	9.954445	-84.189636	15	1011.6438356164	60634.1777312322	892	86.454.18	90.482.52	4.038.34	viernes, 1 de diciembre de 2017
1	247	17080	10903	SAN JOSE	SANTA ANA	POCOS	9.954445	-84.189636	18	1213.9726073973	72785.0132774786	1129	98.685.01	104.738.82	6.053.81	viernes, 1 de septiembre de 2017
1	245	16885	10903	SAN JOSE	SANTA ANA	POCOS	9.954445	-84.189636	13	876.7579988758	52566.9540337345	995	72.366.55	91.395.10	19.028.15	martes, 1 de agosto de 2017
1	223	16470	10903	SAN JOSE	SANTA ANA	POCOS	9.954445	-84.189636	11	741.872146118722	44479.7303362369	827	63.894.73	83.273.62	19.378.89	viernes, 1 de diciembre de 2017
1	218	14285	10903	SAN JOSE	SANTA ANA	POCOS	9.954445	-84.189636	6	404.65753246575	24261.6710924929	549	41.356.67	46.982.42	5.625.75	viernes, 1 de septiembre de 2017
1	183	11475	10903	SAN JOSE	SANTA ANA	POCOS	9.954445	-84.189636	11	741.872146118722	44479.7303362369	785	58.594.73	70.483.30	11.918.57	sábado, 1 de julio de 2017
1	181	11270	10903	SAN JOSE	SANTA ANA	POCOS	9.954445	-84.189636	13	876.7579988758	52566.9540337345	914	66.466.95	83.723.70	17.256.75	viernes, 1 de junio de 2017
1	163	10150	10903	SAN JOSE	SANTA ANA	POCOS	9.954445	-84.189636	21	1416.30136966001	84915.848823725	1270	105.560.85	117.850.00	12.289.15	miércoles, 1 de febrero de 2017
1	153	9530	10903	SAN JOSE	SANTA ANA	POCOS	9.954445	-84.189636	16	1078.0875799887	64697.7895799887					

Referencias

- Aching, C. (2006). Matemáticas financieras para toma de decisiones empresariales. Edición electrónica, p. 59. Recuperado de http://www.adizesca.com/site/assets/me-matematicas_financieras_para_toma_de_decisiones_empresariales-ca.pdf
- Ackermann, T. (2013). What Matters for Successful Integration of Distributed Generation. Alemania, p.4. Recuperado de <https://www.iea.org/media/workshops/2013/futurechallenges/9ackermann.pdf>
- Alfaro, G.; Méndez, T. (2016, abril 29). INFORME TÉCNICO DEL PROYECTO P.H. REVENTAZÓN. Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.
- Ángeles, María Isabel & Santillán, Angelica María (s.f.). Minería de datos: Concepto, características, estructura y aplicaciones. Recuperado <http://www.ejournal.unam.mx/rca/190/RCA19007.pdf>
- Araya, I. (2009). Nota Técnica 4: Elementos básicos para el análisis económico del impacto ambiental en proyectos de inversión. Documento sin publicar, Teoría Macroeconómica I, Universidad de Costa Rica, San José, Costa Rica, p. 9.
- Arias, A. (noviembre 2013). PLAN PILOTO GENERACIÓN DISTRIBUIDA PARA AUTOCONSUMO. Instituto Costarricense de Electricidad.
- Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica. (1946). Ley N.º 5889: Ley Constitutiva de Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH) (Con respecto a vigencia del artículo 4º ver OBSERVACIONES). Recuperado de http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=7679&nValor3=8247&strTipM=TC
- Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica. (1949). Ley N.º 449: Ley de creación del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). Recuperado de http://www.pgrweb.go.cr/SCIJ/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?nValor1=1&nValor2=11609
- Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica. (1968). Ley N.º 4179: Ley de Asociaciones Cooperativas. Recuperado de http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=32655&strTipM=TC
- Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica. (1990). Ley N.º 7200: Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela, p.7. Recuperado de http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=7591&nValor3=8139&strTipM=TC
- Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica. (1994). Ley N.º 7414: Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (ONU). Recuperado de http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=21871&nValor3=23213&strTipM=TC
- Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica. (1995, mayo). Ley N.º 7508: Ref. Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela. Recuperado de http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=21944&nValor3=23286&strTipM=TC
- Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica. (1995, julio). Ley N.º 7513: Ratificación de la República de Costa Rica al Convenio Regional sobre Cambios Climáticos. Recuperado de http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=22479&nValor3=23832&strTipM=TC

- Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica. (1995, octubre). Ley N° 7554: Ley Orgánica del Ambiente. Recuperado de http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=27738&nValor3=93505&strTipM=TC
- Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica. (1996). Ley N.º 7593: Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), p2. Recuperado de http://www.pgrweb.go.cr/SCIJ/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=26314&nValor3=80920&strTipM=TC
- Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica (1998, abril). Ley N° 7799 Reforma Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago JASEC. Recuperado de http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=29306&nValor3=73657&strTipM=TC
- Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica. (1998, mayo). Ley N° 7789: Transformación de la Empresa de Servicios Públicos de Heredia ESPH. Recuperado de http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=239919&nValor3=73653&strTipM=TC
- Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica. (1998, noviembre). Ley N° 7848: Aprobación del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central. Recuperado de http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=47796&nValor3=96974&strTipM=TC.
- Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica. (2002). Ley 8219: APROBACIÓN DEL PROTOCOLO DE KYOTO DE LA CONVENCIÓN MARCO DE LAS NACIONES UNIDAS SOBRE EL CAMBIO CLIMÁTICO. Recuperado de <http://www.bvs.sa.cr/AMBIENTE/textos/cambioclimatico.pdf>.
- Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica. (2003). Ley N.º 8345: Ley de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional. Recuperado de http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=50204&nValor3=73659¶m2=1&strTipM=TC&lResultado=1&strSim=simp
- Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica (2011). Ley 9004: Aprueba el Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central. Recuperado de http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=71511&nValor3=86830&strTipM=TC
- Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. (2014, abril 8). PLANEACIÓN, OPERACIÓN Y ACCESO, AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (AR-NT-POASEN-2014). La Gaceta, N° 69, pp. 48-49, 69, 73, 158. Recuperado de http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=76958&nValor3=96280&strTipM=TC
- Autoridad Reguladora de Servicios Públicos. (2015). Metodología de fijación del precio o cargo básico por interconexión de generadores a pequeña escala para autoconsumo con el sistema eléctrico nacional (SEN) con fundamento en la norma POASEN. Recuperado de http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=79053&nValor3=103331&strTipM=TC
- Autoridad Reguladora de Servicios Públicos. (2015). Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de generación de energía eléctrica brindado para las empresas públicas, municipales y cooperativas de electrificación rural. La Gaceta N° 164- ALCANCE N° 63, p. 36- 37. Recuperado de https://aresep.go.cr/images/documentos/Metodologias/Energia/Gaceta_154_ALCA_63_2015.pdf
- Autoridad Reguladora de Servicios Públicos. (2015). Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión (AR-NT-SUCAL). Recuperado de:

https://aresep.go.cr/images/documentos/ENERGIA/4.Normativa/Norma_tecnica_supervision_de_la_calidad_del_suministro_electrico_en_baja_y_media_tension_AR-NT-SUCAL-2015_actualizada_a_febrero_2016.pdf

Autoridad Reguladora de Servicios Públicos. (2015). Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión (norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM), pp.45-46. Recuperado de

http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=79376&nValor3=100377&strTipM=TC

Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. (2016). Expediente Público OT-004-2016. Recuperado de http://apps2.aresep.go.cr/SINDI/Views/Ot_otroTramite.aspx#

Autoridad reguladora de los Servicios Públicos. (2016, febrero 23). Metodología Fijación de tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del productor-consumidor, reforma NORMA AR-NT-POASEN, Norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM. La Gaceta, N° 37, p.26. Recuperado de http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=81121&nValor3=103327&strTipM=TC

Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. (2016, octubre 11). RIE-089-2016: Simplificación y estandarización de información de mercado para el servicio de suministro de electricidad que prestan las empresas públicas, municipales y cooperativas de electrificación rural. Recuperado de http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=82757&nValor3=105977&strTipM=TC

Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (2017). Precio medio de distribución en colones por empresa y tipo de tarifa (¢/ kWh). Recuperado de <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiM2RiODk5M2UtNmYyYi00N2E4LTlkMTUtNzVkN2VINjFmMTE5IiwidCI6IjBkNzIzOGY4LWI3ODQtNDk2MC1iZGUyLTZlMzZlM1MWQyNDcwZCIsImMiOjR9>

Autoridad Reguladora de Servicios Públicos. (2017). Comparación mensual de producción de energía GWh por empresa: Tipo de fuente Solar. Recuperado de <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiOTI4ODZiMWItY2M3ZS00MDNjLTlmMmQtMDA1YWNjZDBiYTJlIiwidCI6IjBkNzIzOGY4LWI3ODQtNDk2MC1iZGUyLTZlMzZlM1MWQyNDcwZCIsImMiOjR9>

Autoridad Reguladora de Servicios Públicos. (2017). Consumo promedio por tarifa según empresa en kWh. Recuperado de <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiM2RiODk5M2UtNmYyYi00N2E4LTlkMTUtNzVkN2VINjFmMTE5IiwidCI6IjBkNzIzOGY4LWI3ODQtNDk2MC1iZGUyLTZlMzZlM1MWQyNDcwZCIsImMiOjR9>

Autoridad Reguladora de Servicios Públicos. (2017). Distribución de ventas en GWh por tarifa. Recuperado de: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiM2RiODk5M2UtNmYyYi00N2E4LTlkMTUtNzVkN2VINjFmMTE5IiwidCI6IjBkNzIzOGY4LWI3ODQtNDk2MC1iZGUyLTZlMzZlM1MWQyNDcwZCIsImMiOjR9>

Autoridad Reguladora de Servicios Públicos. (2017). Producción total de energía GWh por tipo de fuente y mes. Recuperado de <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiOTI4ODZiMWItY2M3ZS00MDNjLTlmMmQtMDA1YWNjZDBiYTJlIiwidCI6IjBkNzIzOGY4LWI3ODQtNDk2MC1iZGUyLTZlMzZlM1MWQyNDcwZCIsImMiOjR9>

Autoridad Reguladora de Servicios Públicos. (2017). Producción de energía promedio horaria en MWh por planta: Tipo de fuente Solar. Recuperado de <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiOTI4ODZiMWItY2M3ZS00MDNjLTlmMmQtMDA1YWNjZDBiYTJlIiwidCI6IjBkNzIzOGY4LWI3ODQtNDk2MC1iZGUyLTZlMzZlM1MWQyNDcwZCIsImMiOjR9>

- Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. (2018). Costa Rica: Sistema Eléctrico Nacional (SEN) Empresas distribuidoras y áreas de concesión. Recuperado de: https://aresep.go.cr/images/Brochure_de_electricidad_2017.pdf.
- Autoridad Reguladora de Servicios Públicos. (s.f.). Antecedentes e historia - ARESEP. Recuperado de <https://aresep.go.cr/aresep/antecedentes-e-historia>
- Autoridad Reguladora de Servicios Públicos. (s.f.). Estructura organizativa - ARESEP. Recuperado de <https://aresep.go.cr/aresep/transparencia-institucional/2017-11-09-20-52-40/informacion-institucional/estructura-organizativa>
- Ayala, J. (1999). La economía del sector público mexicano. México: FE – UNAM, p. 635
- Banco Interamericano de Desarrollo. (s.f.). COSTA RICA ESTRATEGIA DE PAÍS DEL BID 2011- 2014. Recuperado de: <http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getdocument.aspx?docnum=36308489>.
- Bergara, M. (1999). LA REGULACIÓN DE SERVICIOS PÚBLICOS: Una nota introductoria. Montevideo, Uruguay: Universidad de la República. Recuperado de <http://cienciassociales.edu.uy/wp-content/uploads/sites/2/2015/05/La-Regulaci%C3%B3n-de-Servicios-P%C3%ABlicos.pdf>
- Bernardelli, F. (2010, mayo). Energía Solar Termodinámica en América Latina: los casos de Brasil, Chile e México. Santiago de Chile: Naciones Unidas. Recuperado de <https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/3867/S2011006.pdf;jsessionid=ABCCD3C060C7E6F494A9AE688AE8A52C?sequence=1>.
- BP España. (2017). BP Statistical Review of World Energy 2017. Recuperado de https://www.bp.com/content/dam/bp-country/es_es/spain/documents/downloads/PDF/ULTIMA_INFOGRAFIA_INFORME_BP_SR17.pdf
- Compañía Nacional de Fuerza y Luz. (s.f.). Guía para trámite de Generación Distribuida. Recuperado de https://www.cnfl.go.cr/documentos/poasen/guia_tramite_generacion_distribuida_ante_cnfl.pdf
- Contraloría General de la República de Costa Rica (2014). Informe de auditoría operativa acerca de la eficacia y capacidad de la infraestructura del sistema de distribución de energía eléctrica del país. Recuperado de https://cgrfiles.cgr.go.cr/publico/jaguar/sad_docs/2014/DFOE-AE-IF-10-2014.pdf
- Contraloría General de la República. (2018). Índice de gestión municipal: Resultados del período 2017. Recuperado de <https://cgrfiles.cgr.go.cr/publico/docsweb/documentos/publicaciones-cgr/igm/2017/igm-2017.pdf>
- Cubero, E. (2018, julio, 9). Consulta técnica con el Ing. Edgar Cubero Castro de la Intendencia de Energía de la Aresep, en su condición de participante de la comisión ad hoc para la elaboración de la noma técnica POASEN [En persona]. San José.
- Echevarría, C.; Clements, N.; Mercado, J. & Trujillo, C. (2017). INTEGRACIÓN ELÉCTRICA CENTROAMERICANA. Banco Interamericano de Desarrollo. Recuperado de <https://publications.iadb.org/es/publicacion/13974/integracion-electrica-centroamericana-genesis-beneficios-y-prospectiva-del>
- Echevarría, C & Monge, G. (2017). Generación distribuida para autoconsumo en Costa Rica: Oportunidades y desafíos. Banco Interamericano de Desarrollo. Recuperado de <http://dx.doi.org/10.18235/0000661>
- ECLAREON. (2014). Determinación de la tarifa retributiva para instalaciones FV en Costa Rica. Programa 4E en Centroamérica, pp. 5,11, 28.
- Gallardo, J. (1999). Disyuntivas en la teoría normativa de la regulación: el caso de los monopolios naturales (Vol. 164). Perú: Pontificia Universidad Católica del Perú, Departamento de Economía. Recuperado de <http://files.pucp.edu.pe/departamento/economia/DDD164.pdf>
- Gischler, C., & Janson, N. (2011). Perspectivas sobre la generación distribuida mediante energías renovables en América Latina y el Caribe Análisis de estudios de caso para Jamaica, Barbados, México y Chile. Banco Interamericano de Desarrollo. Recuperado de <https://publications.iadb.org/bitstream/handle/11319/5088/Perspectivas%20sobre%20la%20generaci%C3%B3n%20distribuida%20mediante%20energ%C3%ADas%20renovables%20en%20America%20Latina%20y%20el%20Caribe.pdf?sequence=1>

- Granados, F. (marzo, 2019). Generación Distribuida [Diapositivas de Power Point]. Comisión Reguladora de Energía, México.
- Hernández Sampieri, R., Fernández Collado, C., & Baptista Lucio, P. (2006). Metodología de la investigación (4ta ed.). Distrito Federal: McGraw-Hill Interamericana, pp.6, 109, 140.
- Instituto Costarricense de Electricidad. (2006). Estudio del Potencial Solar en Costa Rica: Informe Final. San José, Costa Rica. Recuperado de <http://www.acesolar.org/wp-content/uploads/2016/03/INFORME-FINAL-CONSULTORIA-SOLAR.pdf>
- Instituto Costarricense de Electricidad. (2013). Energía solar fotovoltaica aspectos técnicos y simulación de una tarifa. San José, Costa Rica, p.7.
- Instituto Costarricense de Electricidad (2017). PLAN DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN 2017 – 2027. Recuperado de <https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/32e304c0-bff9-4436-ace0-33e13a85d3da/Plan+de+Expansi%C3%B3n+de+la+Transmisi%C3%B3n+20172027.pdf?MOD=AJPERES&CVID=m1s2MEe>
- Instituto Nacional Meteorológico. (s.f.). Glosario - IMN. Recuperado de <https://www.imn.ac.cr/glosario#I>
- International Energy Agency. (2018). 2018 SNAPSHOT OF GLOBAL PHOTOVOLTAIC MARKETS. Mary Brunisholz. Recuperado de http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/statistics/IEA-PVPS_-_A_Snapshot_of_Global_PV_-_1992-2017.pdf
- Lasheras, M. (1999). La regulación económica de los servicios públicos. Barcelona: Editorial Ariel S.A, pp.15, 32-36.
- Lobo, A. (2014). MODELO TARIFARIO PARA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD A PARTIR DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA. SUN Fund Americas, p.7.
- Loría, M. & Martínez, J. (2017, febrero). El sector eléctrico en Costa Rica. Costa Rica: Academia de Centroamérica, p.12. Recuperado de <https://www.academiaca.or.cr/wp-content/uploads/2017/05/El-sector-ele%CC%81ctrico-en-Costa-Rica.pdf>
- Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones. (2012). Acuerdo 36-2012: Oficializa Programa País Carbono Neutralidad. Recuperado de http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=72748&nValor3=88953&strTipM=TC
- Ministerio de Ambiente y Energía. (2015). VII Plan Nacional de Energía 2015-2030. San José, Costa Rica: Dirección Sectorial de Energía. Recuperado de <http://www.minae.go.cr/recursos/2015/pdf/VII-PNE.pdf>
- Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital. (2016). LA ENERGÍA 2016 EN ESPAÑA. Recuperado de <https://energia.gob.es/balances/Balances/LibrosEnergia/energia-espana-2016.pdf>
- Ministerio de Industria, Energía y Turismo. (octubre, 2015). Real Decreto 900/2015. Boletín Oficial del Estado N° 243, España. Recuperado de <https://www.boe.es/boe/dias/2015/10/10/pdfs/BOE-A-2015-10927.pdf>
- Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica (noviembre, 2014). Plan Nacional de Desarrollo 2015- 2018 “Alberto Cañas Escalante”. San José, Costa Rica, p. 473. Recuperado de https://www.mivah.go.cr/Documentos/politicas_directrices_planes/PND-2015-2018-Alberto-Canas-Escalante.pdf
- Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica. (2018). Índice de desarrollo social 2017. San José, Costa Rica. Recuperado de http://www.conicit.go.cr/biblioteca/publicaciones/publica_cyt/informes/Indice_Desarrollo_Social_2017.pdf
- Murillo, Y. (2007). Generación distribuida: efectos sobre la calidad de la energía (Tesis de Bachillerato). Universidad de Costa Rica. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica.
- Nicholson, W. (2002). Teoría microeconómica: Principios básicos y ampliaciones, 8ª ed., España, Thomson, p. 670.
- Oficina de los Mercados de Gas y Electricidad (s.f.). Distributed generation. Recuperado de <https://www.ofgem.gov.uk/electricity/distribution-networks/connections-and-competition/distributed-generation>

- Ouliaris, S. (2011). ¿Qué son los modelos económicos? Cómo tratan de simular la realidad los economistas. Finanzas & Desarrollo, p.46. Recuperado de <https://www.imf.org/external/pubs/ft/fandd/spa/2011/06/pdf/basics.pdf>
- Poder Ejecutivo de la República de Costa Rica (2012). Decreto N° 36955. (2012): Ratificación de la República de Costa Rica al Segundo Protocolo al Tratado del Mercado Eléctrico de América Central. Recuperado de http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=72222&nValor3=87995&strTipM=TC
- Poder Ejecutivo de la República de Costa Rica. (2015). Directriz N° 14: DIRIGIDA A LOS INTEGRANTES DEL SUBSECTOR ELECTRICIDAD PARA INCENTIVAR EL DESARROLLO DE SISTEMAS DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CON FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA EN PEQUEÑA ESCALA PARA EL AUTOCONSUMO, p.3. Recuperado de <http://www.ticotimes.net/wp-content/uploads/2014/09/MINAET-Directriz-14-Sistemas-de-generacion-en-pequena-escala.pdf>
- Poder Ejecutivo de la República de Costa Rica. (2015). Decreto N° 39220: Reglamento de Generación Distribuida para Autoconsumo con Fuentes Renovables Modelo de Contratación Medición Neta Sencilla, pp. 4,5,7,10,17-19. Recuperado de <http://extwprlegs1.fao.org/docs/pdf/cos148918.pdf>
- Ramírez, S. (2004). Redes de Distribución de Energía, 3era ed. Colombia: Universidad Nacional de Colombia. Recuperado de http://bdigital.unal.edu.co/3393/1/958-9322-86-7_Parte1.pdf
- Rivas, J. (2013). Índice de Cobertura Eléctrica. Costa Rica: Instituto Costarricense de Electricidad. Centro Nacional de Planificación. Proceso de Expansión Integrada.
- Rivera, O. (2013). Dictamen de la Procuraduría General de la República de Costa Rica C-043-2013, p.1. Recuperado de http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Pronunciamento/pro_ficha.aspx?param1=PRD¶m6=1&nDictamen=17564&strTipM=T
- Rojas, M. (2015). Dictamen: C-165-2015. San José, Costa Rica: Procuraduría General de la República de Costa Rica, p.6. Recuperado de http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Pronunciamento/pro_ficha.aspx?param1=PRD¶m6=1&nDictamen=18880&strTipM=T
- Ross, S.; Westerfield, R. & Jordan, J. (2015). Corporate Finance. Nueva York: McGraw-Hill Education, pp. 261, 273,284.
- Secretaría de Energía. (2008). Energías Renovables 2008 – Energía Solar. Recuperado de https://www.energia.gov.ar/contenidos/archivos/publicaciones/libro_energia_solar.pdf
- Secretaria de Planificación Subsector de Energía (2016). Matriz energética de Costa Rica. Recuperado de <https://public.tableau.com/profile/sepse#!/vizhome/Flotavehicular/Dashboard1>
- Silberschatz, Avi & Korth, Hank (2002). Fundamentos de Bases de Datos. Madrid, España: McGraw Hill Internacional, pp. 5-6. Recuperado http://www.interaktiv.cl/clases/disenobd/libros/FundaBD_Silberschatz.pdf
- Solano, M. (2015, marzo). Estado actual de la energía solar fotovoltaica en Latinoamérica y el Caribe. Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). Recuperado de <http://expertosenred.olade.org/wp-content/uploads/sites/7/2015/04/ESTADO-ACTUAL-ENERGIA-SOLAR-LAC-ER.pdf>
- Solar Power Europe. (2015, junio). Global Market Outlook for Solar Power 2015-2019. European Photovoltaic Industry Association, pp. 5-30. Recuperado de <https://resources.solarbusinesshub.com/images/reports/104.pdf>
- Stigler, G. (1990). La teoría de la regulación económica. CIRIEC-España, Revista De Economía Pública, Social Y Cooperativa, p. 82. Recuperado de http://www.ciriec-revistaeconomia.es/banco/ext90_05.pdf
- Stiglitz, J. (2000). Economics of the Public Sector. Barcelona: Antoni Bosch. Recuperado de http://www.institutodeestudiosurbanos.info/dmdocuments/cendocieu/0_Gestion/Economia_Sector_Publico-Stiglitz_J-2000.pdf

- Tecnalia, L. (2007). Guía Básica de la Generación Distribuida. Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid. Recuperado de <https://www.fenercom.com/pdf/publicaciones/guia-basica-de-la-generacion-distribuida-fenercom.pdf>
- Tirado, S. (2007, diciembre). ANÁLISIS COSTE-BENEFICIO: Toma de decisiones públicas con implicaciones ambientales. Santiago de Chile: ILPES-CEPAL, p.3. Recuperado de https://www.cepal.org/ilpes/noticias/paginas/4/31914/Introduccion_ACB_ILPESDic07.pdf
- Torres, Jaime & Santander, Jairo (2013). Introducción a las políticas públicas: Conceptos y herramientas desde la relación entre Estado y ciudadanía. Bogotá, Colombia. IEMP Ediciones
- Universidad de Costa Rica. (2015). Análisis Técnico-Financiero de la Generación Distribuida en la CNFL. Recuperado de <https://minae.go.cr/recursos/2016/pdf/Analisis-de-la-GD-en-la-CNFL.pdf>
- Valverde, V. (2017). Consulta técnica con el ingeniero eléctrico de la Intendencia de Energía de la Aresep [En persona]. San José.
- Vargas, J. (2013). Estudio de marcos tarifarios aplicados a la generación distribuida y formulación de propuestas para Costa Rica (Tesis de Bachillerato sin publicar). Universidad de Costa Rica, San José.
- Varian, H. (2009). Microeconomía intermedia un enfoque actual (5ta ed.). Barcelona: ANTONI BOSCH.
- Yong, M. (2015). Energía fotovoltaica para generar electricidad: Aresep en orden con el mercado regulatorio. Costa Rica: Boletín Interno Aresep, mayo.