



Evaluación de impacto económico de las redes eléctricas inteligentes en el usuario residencial de Colombia

Mauricio Bedoya Moreno

Maestría en Ingeniería – Sistemas Energéticos

Director:

Carlos Jaime Franco Cardona, Ph.D.

Codirectora:

Diana Lorena Cadavid Higueta, Ph.D.

Universidad Nacional de Colombia – sede Medellín
Facultad de Minas
Departamento de Ciencias de la Computación y la Decisión
Medellín, Colombia
2019

*A toda mi familia y en especial a mi hijo,
el ser más importante en mi vida y el que me da las fuerzas
para luchar día a día por todos los sueños.
“Una persona sin sueños es una persona sin vida”*

Agradecimientos

A mi familia, mi madre y padre, que con su esfuerzo sacado adelante una familia tan grande, a mis hermanos por su apoyo incondicional, a mi esposa y compañera de vida que me ha apoyado en todo el trayecto de este proyecto, por último, a mi hijo que me da las fuerzas y el empuje para sacar adelante todos mis propósitos.

A Diego Restrepo, familiar y artífice de todo mi recorrido profesional, su apoyo incondicional ha hecho posible mi desarrollo como persona.

A Carlos Jaime Franco que con su sabiduría supo dirigir acertadamente este trabajo, sus grandiosos aportes fueron de gran ayuda para ejecutar todas las actividades.

A Lorena Cadavid por su apoyo y polo a tierra en todo el camino del proyecto, su actitud alentadora y motivadora ayudó a creer que es posible realizar grandes cosas.

A mis compañeros Sebastián Ruiz y en especial a Nathalie Ramírez que con su apoyo incondicional contribuyó muy positivamente al conocimiento adquirido.

A ERCO ENERGIA, por abrir sus puertas del conocimiento y en especial a Juan Esteban Hincapié, por brindarle el apoyo técnico que requería, su amabilidad y disposición a la enseñanza contribuye positivamente al desarrollo de esta ciudad y país.

A la Universidad Nacional de Colombia, por abrir las puertas de su facultad a tantas personas con deseo de aprender, profesionalizarse y brindarle al sector industrial, comercial y educativo cada vez más oportunidades de desarrollo y contribuir con el crecimiento del país por medio de la educación.

Finalmente agradezco a todos los profesores que tuve, de cada uno de ellos aprendí y tomé lo bueno, para formar el conocimiento requerido y la capacidad de análisis para abordar el problema de investigación.

Resumen

Con la creciente demanda de energía mundial y las soluciones de Redes inteligentes adaptándose en los mercados eléctricos y en mayor medida en el consumidor residencial, surge la opción de implementar Hogares Inteligentes para alcanzar la visión 2030 de las Redes eléctricas Inteligentes en el sector eléctrico colombiano. Las estrategias gubernamentales están enfocadas en la adopción de infraestructura de medición avanzada (AMI), Generación distribuida (DG) con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) e inclusión del Vehículo Eléctrico en la red (V2G), con el fin de proporcionar un óptimo Sistema de Administración de la Demanda (DMS) a través de Sistemas Administradores de Energía en el Hogar (HEMS) para lograr obtener beneficios como aplanamiento de la curva de carga, conservación de la energía y eficiencia energética en la red eléctrica. El objetivo de esta tesis de maestría es evaluar el impacto económico de las Redes eléctricas Inteligentes aplicables al consumidor residencial e integrado en el concepto de Hogar Inteligente, para cumplir este objetivo se caracterizarán los usuarios residenciales con sus patrones de consumo, seguido de esto se identificarán las tecnologías aplicables de las Redes eléctricas Inteligentes al Hogar Inteligente y por último se desarrollará un modelo de evaluación financiera para determinar el impacto económico al adoptar dichas tecnologías. Se obtuvieron resultados optimistas y alentadores para los usuarios residenciales, de manera que puedan implementar tecnologías provenientes de las Redes eléctricas Inteligentes en sus hogares contemplando beneficios e incentivos gubernamentales para contribuir con la mejora constante y confiabilidad de la red eléctrica.

Palabras Clave

Hogares Inteligentes, respuesta a la demanda, generación distribuida, vehículo eléctrico, redes eléctricas inteligentes.

Abstract

With the growing demand for global energy and Smart Grid solutions adapting in the electricity markets and to a greater extent in the residential consumer, emerges the option of implementing Smart Homes to reach the 2030 vision of the Smart Grids in the Colombian electricity sector. Government strategies are focused on the adoption of advanced measurement infrastructure (AMI), Distributed Generation (DG) with Unconventional Sources of Renewable Energy (FNCER) and inclusion of the Electric Vehicle in the grid (V2G), in order to provide a Optimal Demand Management System (DMS) through Home Energy Management Systems (HEMS) to achieve benefits such as flattening the load curve, conserving energy and energy efficiency in the electricity grid. The objective of this master's thesis is to evaluate the economic impact of Smart Grids applicable to the residential consumer and integrated into the concept of Smart Home, in order to reach this objective, residential users will be characterized with their consuming patterns, followed by the identification of Applicable technologies of Smart Grids to the Smart Home; and finally, a

financial evaluation model will be developed to determine the economic impact of adopting these technologies. It was obtained optimistic and encouraging results for residential users, so that they can implement technologies from the Smart Grids in their homes contemplating government benefits and incentives to contribute to the constant improvement and reliability of the electric grid.

Keywords

Smart Home, Demand response, Distributed Generation, Electric Vehicle, Smart Grids.

Tabla de contenido

Agradecimientos	3
Resumen.....	4
Palabras Clave	4
Abstract	4
Keywords.....	5
Introducción	10
Capítulo 1. Antecedentes.....	12
1.1 Las REI en el mundo.....	13
1.2 Las REI en Colombia.....	15
Capítulo 2. Marco Teórico.....	17
Capítulo 3. Revisión de literatura.....	23
3.1 Herramientas de modelado	26
Capítulo 4. Objetivos.....	28
4.1 General.....	28
4.2 Específicos	28
4.3 Alcance	28
Capítulo 5. Metodología.....	29
5.1 Análisis por casos	29
Capítulo 6. Descripción del modelo	31
6.1 Estructura de los casos de estudio	31
6.1.1 Caso 1: Tarifa fija de energía	31
6.1.2 Caso 2: Tarifa horaria de energía	31
6.1.3 Caso 3: Tarifa horaria de energía + Sistema fotovoltaico	32
6.1.4 Caso 4: Tarifa horaria de energía + Sistema fotovoltaico + Vehículo eléctrico.....	33

6.1.5 Caso 5: Tarifa horaria de energía + Sistema fotovoltaico + Vehículo a combustión.....	33
6.1.6 Caso 6: Tarifa horaria de energía + Sistema fotovoltaico + Vehículo eléctrico + HEMS ..	34
6.2 Estructura del modelo.....	35
6.2.1 Tarifa actual de energía.....	35
6.2.2 Demanda de energía	37
6.2.3 Tarifa horaria de energía.....	41
6.2.4 Sistema fotovoltaico.....	42
6.2.4.1 Costo del sistema fotovoltaico.....	47
6.2.5 Selección de vehículos.....	47
6.2.5.1 Vehículo eléctrico (VE)	48
6.2.5.2 Vehículo convencional a combustión interna.....	48
6.2.5.3 Análisis de recorrido.....	48
6.2.5.4 Costos de adquisición, mantenimiento e impuestos	48
6.2.5.5 Costos de revisión técnica y seguros.....	51
6.2.5.6 Costos de movilidad	52
6.2.6 Sistema de administración de energía en el hogar (HEMS).....	54
6.3 Análisis de variables económicas	55
6.3.1 Evaluación de LCOE	56
6.3.1.1 Tasa de descuento (r).....	57
6.3.1.2 Vida útil del proyecto (n).....	57
6.4 Parámetros del modelo.....	57
6.4.1 Parámetros económicos.....	57
6.4.2 Parámetros técnicos.....	58
6.5 Supuestos del modelo.....	59
Capítulo 7. Resultados.....	60
7.1 Resultados para condiciones estándares	60
7.1.1 Resultados Caso 1, 2 y 3	60
7.1.2 Resultados Caso 4, 5 y 6.....	61
7.1.3 Análisis de Resultados para condiciones estándares	63
7.2 Análisis de sensibilidad.....	64
7.2.1 Sensibilidad al año de inicio	64
7.2.2 Precio del kilovatio hora y demanda de energía eléctrica	66

7.2.3 Recorrido del vehículo e incentivos gubernamentales	69
7.2.4 Sistema HEMS y V2H	76
Capítulo 8. Conclusiones	80
8.1 Cumplimiento de objetivos	82
8.1.1 Objetivo específico 1	82
8.1.2 Objetivo específico 2	82
8.1.3 Objetivo específico 3	82
8.1.4 Objetivo general	83
8.2 Aportes y contribuciones	83
8.3 Trabajos futuros	84
ANEXO 1	85
ANEXO 2	86
Referencias.....	89

Lista de Tablas

Tabla 1-1 Transición de red convencional a red inteligente	13
Tabla 2-1 Módulos presentes en HEMS	18
Tabla 2-2 Técnicas DMS	19
Tabla 3-1 Visión general de expertos.....	24
Tabla 3-2 Visión general de barreras	25
Tabla 6-2-1-1 Subsidios y contribuciones al costo de energía por estratos.....	36
Tabla 6-2-1-2 Costo unitario de energía eléctrica y componentes.....	37
Tabla 6-2-2 Demanda promedio por estratos Medellín	39
Tabla 6-2-3-1 Costos Medidor bidireccional	42
Tabla 6-2-4 Tabla de radiación promedio en Medellín	43
Tabla 6-2-4-1 Costos por unidad de potencia del sistema fotovoltaico	47
Tabla 6-2-5-4-1 Costos y referencia de vehículos	49
Tabla 6-2-5-4-2 Tarifa de impuesto según base gravable del automotor.....	50
Tabla 6-2-5-4-3 Base gravable KIA SOUL SUMMA 1.6 TP y pérdida de valor comercial.....	50
Tabla 6-2-5-4-4. Base gravable KIA SOUL EV SX y pérdida de valor comercial	51
Tabla 6-2-5-5-1 Tarifa SOAT autos familiares.....	51
Tabla 6-2-5-5-2 Tarifa de seguro todo riesgo KIA SOUL SUMMA 1.6TP Y EV SX.....	52
Tabla 6-2-5-6 Costo cargador VE eHOME	53
Tabla 6-2-6 Costo HEMS ERLOUD	55
Tabla 6-4-1 Parámetros económicos del modelo	57
Tabla 6-4-2 Parámetros técnicos del modelo	58
Tabla 7-1-1 Resultados condición estándar caso 1, 2 y 3.....	60

Tabla 7-1-2 Resultados condición estándar caso 4, 5 y 6.....	61
Tabla 7-1-3-1 Resultados casos 1, 2 y 3 condiciones estándares.....	63
Tabla 7-1-3-2 Resultados casos 4, 5 y 6 condiciones estándares.....	64
Tabla 7-2-1 Datos de proyección de costo de Sistemas fotovoltaicos.....	65
Tabla 7-2-2-1 LCOE por estrato para año 2019.....	67
Tabla 7-2-2-2 LCOE por estrato para año 2024.....	67
Tabla 7-2-2-3 LCOE por estrato para año 2029.....	67
Tabla 7-2-2-4 Impacto económico porcentual del caso 2 y 3 respecto al caso 1	69
Tabla Anexo 1-1 Comparación LCOE estrato 5 para año 2019 con variación de Paneles Fovovoltaicos	85
Tabla Anexo 2-1 Variación porcentual del costo de mantenimiento del VE respecto al tomado en el modelo.	87

Lista de Figuras

Figura 2-1 Sistemas de SH	18
Figura 6-1-1 Estructura para caso 1	31
Figura 6-1-2 Estructura para caso 2	32
Figura 6-1-3 Estructura para caso 3	32
Figura 6-1-4 Estructura para caso 4	33
Figura 6-1-5 Estructura para caso 5	34
Figura 6-1-6 Estructura para caso 6	35
Figura 6-2-2-1 Participación de sectores en la demanda total de Medellín	38
Figura 6-2-2-2 Participación de demanda y suscriptores por estrato.....	39
Figura 6-2-2-3 Curva de carga residencial Medellín.....	40
Figura 6-2-3 Tarifa de energía horaria Medellín	41
Figura 6-2-4-1 Generación horaria porcentual del SFV.....	44
Figura 6-2-4-2 Porcentaje de disminución en generación anual	45
Figura 7-2-1-1 Proyección de costos de sistemas fotovoltaicos	65
Figura 7-2-1-2 Proyección de costos de VE y vehículos a combustión	66
Figura 7-2-2 Comparación VPN caso 3 vs caso 1.....	68
Figura 7-2-3-1 Impacto económico caso 4 – caso 5 según recorrido para escenarios en estrato 3. 70	
Figura 7-2-3-2 Impacto económico caso 4 – caso 5 según recorrido para escenarios en estrato 4. 71	
Figura 7-2-3-3 Impacto económico caso 4 – caso 5 según recorrido para escenarios en estrato 5. 72	
Figura 7-2-3-4 Consolidado de impacto económico para 2019 por estratos.....	73
Figura 7-2-3-5 Impacto de ley 075 en estrato 3.....	74
Figura 7-2-3-6 Impacto de ley 075 en estrato 4.....	75
Figura 7-2-3-7 Impacto de ley 075 en estrato 5.....	76
Figura 7-2-4-1 Impacto del caso 6 sobre el caso 4 para 2019.....	77
Figura 7-2-4-2 Impacto económico del V2H sobre caso 4 por estratos para 2019.....	79
Figura Anexo 1-1 Comparación caso 4 – caso 5 con aumento de generación fotovoltaica.	86

Figura Anexo 2-1 Variación del costo de mantenimiento del VE respecto al vehículo convencional.
..... 87

Lista de abreviaturas

Abreviatura	Término
FN CER	Fuentes no convencionales de energía renovable
REI	Redes eléctricas inteligentes
VE	Vehículos Eléctricos
AMI	Sistema de Medición Avanzada
DR	Respuesta a la demanda
DG	Generación distribuida
SFV	Sistema Fotovoltaico
V2G	Vehículo en la red
HEMS	Sistema de administración de energía en el hogar
HESS	Sistema de almacenamiento de energía en el hogar
DMS	Sistema de gestión de la demanda
MI	Medidores inteligentes
SH	Hogar Inteligente
HAN	Red de área domestica
V2H	Vehículo en casa
VPN	Valor presente neto
LCOE	Tarifa nivelada de energía

Introducción

Durante los últimos años se ha vuelto necesario mejorar la eficiencia energética de los artefactos tecnológicos y a su vez las formas de generar energía para que sea más limpia y amigable ambientalmente, pues los daños causados al medio ambiente son irreparables. El calentamiento global está creciendo debido al empleo de combustibles fósiles para generación de energía, transporte, industria, etc. Dichos problemas se mitigan por medio de la generación con fuentes no convencionales de energía renovable, redes inteligentes de energía, adopción masiva del vehículo eléctrico, entre otras. Muchos países han venido incentivando estos sectores, algunos más que otros y coinciden en muchas metas para la disminución de gases de efecto invernadero y el aumento de participación de tecnologías eficientes con una visión a mediano plazo.

El problema de la creciente demanda se presenta conforme aumenta el crecimiento económico de un país, la urbanización y los hábitos de consumo, generalmente a medio día o en las primeras horas nocturnas se ubican los picos más altos de consumo energético. Debido a esto, las centrales térmicas suelen ponerse en marcha para atender una porción de la demanda energética a un costo muy elevado de generación y a veces es necesario pensar en hacer nuevas plantas de generación, líneas de transmisión y distribución para atender esta demanda (Li & Hong, 2014).

Para mitigar los impactos negativos de los picos de demanda, se vuelve necesario pensar en sistemas de generación y gestión inteligente de energía, desde el generador, hasta el consumidor final. Muchos países están invirtiendo en sistemas de medición avanzada (AMI) y generación distribuida (DG) con fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) para aumentar la confiabilidad e la red y el suministro de energía sin tener que optar por alternativas de generación convencionales que afectan y empeoran la situación medioambiental.

Desde el punto de vista residencial, la contribución es implementar hogares inteligentes (SH), los cuales brindan un sistema de administración de energía con el fin de aplanar la curva de carga y lograr un impacto positivo en la red. En esta tesis de maestría se tiene como objetivo evaluar el impacto económico de las redes eléctricas inteligentes en el consumidor residencial de Colombia, teniendo en cuenta las tecnologías aplicables, los perfiles de usuarios y la demanda energética.

A continuación, se presenta el orden del documento:

En el capítulo 1 se detallan los antecedentes en relación con el estado mundial de aplicación de las redes eléctricas inteligentes, el estado actual de avances en el tema a nivel colombiano considerando adelantos en proyectos de ley, decretos y visión futura, por último, se da una introducción a los hogares inteligentes y tecnologías aplicadas allí. En el capítulo 2 se presenta el marco teórico con las definiciones de redes eléctricas inteligentes, con las tecnologías aplicadas al sector residencial, el funcionamiento y las técnicas de implementación en hogares inteligentes. En el capítulo 3 se presenta la revisión de literatura acorde al tema de investigación, donde se relatan trabajos similares aplicados al sector residencial, con sus metodologías y resultados obtenidos. En el capítulo 4 se exponen los objetivos, general y específicos planteados para desarrollar la investigación. En el capítulo 5 se detalla la metodología para cumplir los objetivos propuestos, en el

capítulo 6 se expone el modelo utilizado, en el capítulo 7 se muestran los resultados obtenidos, en el capítulo 8 se dan a conocer las conclusiones, aportes, cumplimiento de objetivos y recomendaciones finales y por último se presentan las referencias bibliográficas que se tuvieron en cuenta para desarrollar dicho trabajo de investigación.

Los alcances o pretensiones con la elaboración de la tesis son obtener escenarios positivos para los usuarios residenciales al implementar uno o varios sistemas claves de REI, revisando consumos energéticos, perfiles de demanda, costo de tecnologías y datos referentes y significativos que ayuden en la elaboración del modelo económico. No se evaluarán aspectos técnicos ni constructivos de los artefactos evaluados, tampoco se harán análisis de comportamientos o posturas sociales de los usuarios luego de implementar las tecnologías.

Capítulo 1. Antecedentes

Históricamente la capacidad de generación se construyó para acomodar los picos de consumo, es decir, la demanda más alta, pero estos picos tienden a aumentar a lo largo de los años debido a factores como aumento de población e introducción de nuevos hábitos (Berk Celik, 2017) lo cual genera cargas adicionales en las redes difíciles de soportar y no proporcionaría una interfaz eficiente para las FNCER, la construcción de nuevas líneas y subestaciones por si solas no serviría para solucionar dicho problema, por lo tanto se necesita una gran transformación de la infraestructura eléctrica para satisfacer las crecientes demandas de electricidad (Muhammad Irfan, 2017).

La demanda de energía en el mundo no es constante, particularmente los países que tienen un mayor desarrollo económico como los pertenecientes a la OCDE tendrán un aumento del 16% de su demanda eléctrica hasta el 2050, mientras que los países que están en busca del desarrollo económico tendrán un aumento del 300%, esta diferencia tan abismal se centra en que los países desarrollados tienen una demanda alta y no necesitarán aumentarla drásticamente, mientras que los países en busca del desarrollo económico tendrán que invertir más en industria y sectores demandantes de energía (Santo, Kanashiro, Santo, & Saidel, 2015), para esto es deseable buscar alternativas limpias de generación eléctrica y así no detener el desarrollo económico y tener más inversión en FNCER como alternativa de generación principal.

Las principales fuentes utilizadas para la generación de electricidad en el mundo no son renovables y se centralizan en gas y carbón, que tienen un impacto ambiental muy grande, por lo tanto, los países tienen el reto de diversificar su matriz energética con FNCER y preparar el sistema para acomodar la generación distribuida y la medición bidireccional de energía eléctrica entre el consumidor final y el operador de red. (Santo, Kanashiro, Santo, & Saidel, 2015)

El desarrollo de una infraestructura de ciudad inteligente se ha convertido en una prioridad a nivel mundial debido a sus beneficios ambientales, económicos y sociales, mirando el lado de la demanda juega un papel importante para la mejora sostenibilidad energética y conservación de la energía para los usuarios finales, dicho desarrollo traerá cambios en los patrones de consumo de electricidad y a su vez en el comportamiento humano (Bin Zhou, 2016)

En la actualidad, el consumo de energía en el sector residencial representa alrededor del 30-40% del uso total de energía en el mundo, y estas cargas contribuyen a la demanda máxima estacional o demanda pico diaria (Haider, See, & Elmenreich, 2016) que genera la llamada curva de carga diaria y tiene como característica la irregularidad de la demanda en el tiempo, con los puntos más altos en ciertas horas del día.

Para mitigar el aumento de generación eléctrica en el tiempo, considerando el pronóstico de aumento de demanda mundial y buscando soluciones de conservación de energía en el sector residencial, existen desarrollos tecnológicos alrededor de las REI, los cuales permiten a los usuarios finales utilizar información sobre sus patrones de consumo para tomar decisiones más informadas sobre su consumo privado de energía eléctrica (Ponce, Polasko, & Molina, 2016)

Con la entrada de los vehículos eléctricos a los mercados de transporte, se puede decir que ingresa otra variable al sistema eléctrico residencial, con proyecciones que indican que el aumento de automóviles eléctricos e híbridos representaría un 10% del consumo mundial de energía eléctrica para el año 2050 (Santo, Kanashiro, Santo, & Saidel, 2015), sin embargo este pronóstico podría ser beneficioso para las REI aplicables al sector residencial, ya que los vehículos eléctricos conectados en red es uno de sus eslabones más importantes para la óptima gestión de la demanda.

Las REI tienen grandes cambios respecto a la red eléctrica actual, Yu, Yang y Chen (2012) realizaron una comparación donde se evidencian los beneficios que tiene la implementación de dicha tecnología.

Tabla 1-1 Transición de red convencional a red inteligente

Red eléctrica tradicional	Red eléctrica inteligente
Mecanismos obsoletos	Digitalización
Comunicación unidireccional	Comunicación bidireccional en tiempo real
Generación de energía centralizada	Generación de energía distribuida
Red Radial	Red Dispersa
Menos datos involucrados	Grandes volúmenes de datos involucrados
Pequeño número de sensores	Muchos sensores y monitores
Sin supervisión automática	Monitoreo automático
Recuperación y control manual	Recuperación y control automático
Pocos problemas de seguridad y privacidad	Propenso a problemas de seguridad y privacidad
Atención humana a las interrupciones del sistema	Protección adaptable
Producción y consumo simultáneo de energía	Uso de sistemas de almacenamiento
Control limitado	Extenso sistema de control
Respuesta lenta a emergencias	Respuesta rápida a emergencias
Pocas opciones de usuario	Muchas opciones de usuario

Fuente (Yu, Yang, & Chen, 2012)

En la tabla 1-1 se pueden ver los cambios en mecanismo de lectura, comunicación de datos, monitoreo de la red, respuesta ante emergencias y recuperación de la red, además también muestra otras utilidades de integración para tecnologías de generación con FNCER, almacenamiento de energía, VE y amplias opciones de usuario para regular la respuesta a la demanda.

1.1 Las REI en el mundo

El estado mundial de adopción de las REI ha avanzado en los últimos años, a continuación, se mostrarán los avances regulatorios y de implementación en algunos países:

- El gobierno de los EE. UU tiene como objetivo reducir el consumo energético y la huella de carbono un 26% para el 2025 con base en el 2005, mantener un suministro seguro y bajos costos de energía y proteger el medio ambiente mediante la eficiencia energética, desarrollando nuevas fuentes de energía, invirtiendo en recursos renovables y

modernizando su infraestructura eléctrica. Para el 2010, 663 empresas ya habían instalado 20.334.525 infraestructuras de medición inteligente con una penetración del 14% anual y con la creación de la oficina de entrega de electricidad y fiabilidad de la energía para la modernización de la red se produjo “GRID 2030” como visión nacional de la electricidad para el futuro (energy, 2003).

- Canadá tiene un objetivo de reducción de gases de efecto invernadero del 17% para el 2020 con base en el 2005, por medio del Fondo de Energía Limpia y la iniciativa de Innovación *ecoEnergy* se han adoptado medidas de impuestos al carbono y se han realizado algunas pruebas piloto de REI, a su vez las empresas de servicios están desarrollando proyectos de modernización de la red. Con *Smart Grid Canadá* se promueve el desarrollo e investigación de las REI y se recomienda políticas de respaldo, pero también el gobierno apoya el desarrollo por medio de las entidades *Natural Resources Canada, National Energy Board y National Smart Grid Technology and Standards Task Force* (Canada, 2018).
- Corea del sur desarrolló una política energética para el desarrollo sostenible, con el fin de mejorar la autosuficiencia del país y diversificar su matriz energética, comprometiéndose a reducir sus emisiones un 30%, reemplazar los medidores convencionales por medidores inteligentes para el 2020 y generar el 10% de su energía de forma renovable para el 2022 (US Energy Information Administration. Independent statistics and analysis. , 2012). La ley de promoción de redes inteligentes de corea del sur facilita el desarrollo de proyectos, despliegue y comercialización de las REI, pues su proyecto *Jeju Smart Grid Demonstration* muestra su liderazgo en el tema, pero además la presencia de *Korea Smart Grid Association* ayuda en el desarrollo e investigación de las REI.
- La unión europea tiene como objetivo obtener el 20% de su energía de forma renovable, reducir emisiones de gases de efecto invernadero un 20%, depender menos de energía importada y mejorando un 20% la eficiencia energética para el 2020 (European Commission. Renewable energy: what do we want to achieve, 2014), además, la directiva de electricidad 2009/752/CE exige implementar medidores inteligentes en un 80% de los hogares para el 2020. La comisión europea a su vez estableció la Iniciativa de la Red Eléctrica Europea, la cual consiste en promover la investigación y desarrollo de las REI por un periodo de nueve años. (The Worldwatch Institute. Vital signs, volume 20 [Google book version]. , 2013)
- Australia tiene como objetivo integrar un 20% de energías renovables para el 2020, el consejo de gobiernos australianos (COAG) establece la implementación de medidores inteligentes luego de la escasez energética de 2006 a través de Smart Grid Australia como organización que lidera la modernización de la red eléctrica y ayuda con iniciativas de REI priorizando el desarrollo de medidas de regulación de la demanda, tarifas de tiempo de uso, seguridad energética y eficiencia energética.
- Japón con su plan energético de 2010 prioriza sobre la seguridad energética, protección ambiental, crecimiento económico y reforma sobre la estructura industrial de la energía partiendo de los objetivos de aumentar su independencia energética en un 70%, generar energía limpia en un 70%, reducir a la mitad las emisiones de CO2 del sector residencial y mejorar la eficiencia energética para el 2030 (Ministry of Economy Trade and Industry Japan, 2010)

El gobierno comenzó a adoptar sistemas de medición inteligente a través de *Tokyo Electric Power Co*, instalando 27 millones de medidores inteligentes para julio de 2015, el ministerio de economía, comercio e industria (METI) promueve la construcción de REI y en ciudades como Kansai, Yokohama y Toyota City integran instalaciones fotovoltaicas, VE y sistemas de administración de energía para hogares y edificios (report, 2012).

- China en su 12º plan de desarrollo científico y tecnológico nacional tiene como prioridad el desarrollo de las REI a través de agencias tales como: la Comisión Nacional de Desarrollo y Reforma (NDRC) encargada de supervisar y aprobar los planes de REI y controlar precios, la Agencia Nacional de Energía (NEA) que implementa políticas energéticas, la Comisión Reguladora de la Electricidad del Estado (SERC) para ayudar en formulación de políticas, apoyar planes de REI y al Ministerio de Ciencia y Tecnología (MOST) para liderar la investigación y el desarrollo (perspective, 2013).

1.2 Las REI en Colombia

Colombia a través de la ley 1715 de 2014 expide los lineamientos de política energética en gestión y uso eficiente de la energía, y tiene como objetivo promover el desarrollo de las FNCER para la integración al sistema eléctrico, disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero, promover la autogeneración, la entrega y venta de excedentes de generación a la red implementando medidores bidireccionales e incentivar las iniciativas de implementación de proyectos energéticamente limpios.

El Gobierno Nacional, por medio del Ministerio de Minas y Energía con la resolución 40079 de enero de 2018 establece los mecanismos para implementar la infraestructura de medición avanzada en el servicio público con el fin de desplazar los consumos en periodos pico para lograr un perfil de demanda más plano y aumentar la confiabilidad en el suministro eléctrico, los desarrollos investigativos los realizó la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) por medio del estudio “Smart Grids Colombia Visión 2030” con apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo, en dicho estudio se definió el mapa de ruta para la implementación de las REI, identificando la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) como tecnología integradora para aplicar las REI eficientemente.

“Smart Grids Colombia Visión 2030” define las tecnologías necesarias para las REI y estima la penetración de estas en el 2030 considerando cuatro variables, las cuales son el costo de implementación, la madurez tecnológica, las barreras regulatorias y sociales, dando como resultado para el 2030 la integración del vehículo eléctrico V2G con una participación del 9,3% al 14% del parque automotor, la Generación Distribuida (DG) con FNCER del 1% al 2,5% de la potencia instalada, el almacenamiento de energía del 0,1% al 0,3% de la potencia instalada, en Infraestructura de Medición Avanzada en un 73% al 100% de la energía total consumida y gestionada e implementación del sistema de reconfiguración automática.

La Comisión Regulatoria de energía y Gas (CREG) como entidad regulatoria y facultada para establecer procedimientos en materia de energía, resolvió con la resolución 030 del 2018 las

actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional, donde define que la autogeneración es aquella actividad realizada por personas naturales o jurídicas que producen energía eléctrica (CREG, 2018) mediante FNCER y que requieren de medición bidireccional para llevar a cabo la exportación de energía a la red, que se traduce en comercialización de energía. El autogenerador pasa a ser un “prosumidor”, es decir, consume, pero también vende energía al sistema de sus sobrantes diarios (si tiene), por lo cual la resolución CREG 030 de 2018 establece los requisitos de venta de energía según capacidad de generación.

Para el usuario residencial la aplicación de las REI se define y se caracteriza por medio de la denominada Smart Home u hogar inteligente, con la integración de varias tecnologías de las REI aplicadas al hogar. Residencialmente, con el empleo de Smart Home se logra mejorar la sostenibilidad, la conservación de energía y así afectar el patrón de consumo para contribuir con la optimización de la demanda energética. Dentro de los avances en tecnologías SH está la infraestructura de Medición Avanzada (AMI), los Medidores Inteligentes (MI), electrodomésticos inteligentes, red de área doméstica (HAN), sistemas de almacenamiento en el hogar (HESS), los vehículos V2G-V2H, generación distribuida (DG) y sistemas de gestión de la energía en el hogar (HEMS) (Bin Zhou, 2016).

La implementación de Smart Home con su sistema HEMS puede elevar los niveles de vida y cambiar la forma de uso de la electricidad a nivel mundial, muchos países que han experimentado con las REI incorporando MI e los hogares están logrando obtener beneficios en respuesta a la demanda.

En este capítulo se realizó la contextualización de las REI en el mundo, revisando las políticas bases de varios países y las pretensiones que tienen a futuro, también se revisó el estado energético colombiano, con las políticas y regulaciones que impactan el sector eléctrico y específicamente los desarrollos en REI propuestos para el mejoramiento continuo de la red eléctrica. En el capítulo 2 se darán las definiciones de REI, así como sus tecnologías aplicables, uso y aspectos principales de integración para el usuario residencial general.

Capítulo 2. Marco Teórico

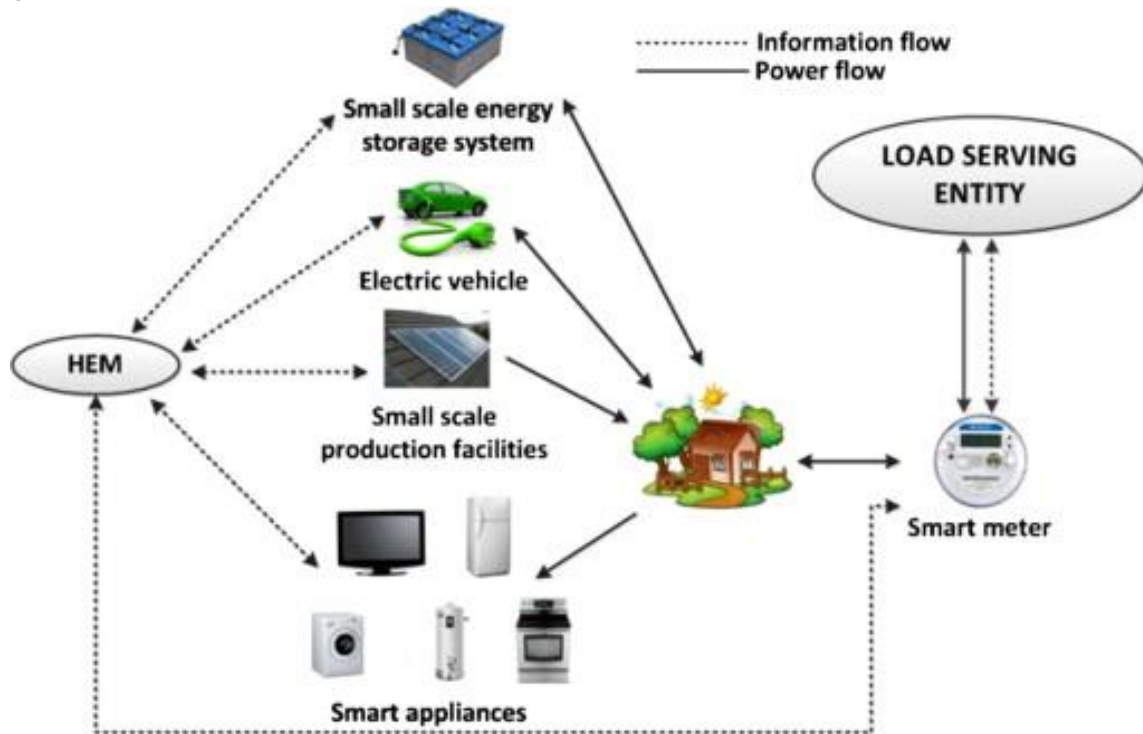
Para la Red eléctrica inteligente (REI) no existe una única definición, puede ser simple o complejo su significado, según el Documento de Despliegue Estratégico para las REI del futuro de Europa, es una red eléctrica capaz de integrar las acciones de todos los usuarios conectados a ella, generadores y consumidores, para entregar de manera eficiente una electricidad sostenible, económica y segura (Grids, 2010). la hoja de ruta coreana Smart 2030 la define como una red de próxima generación capaz de integrar tecnología en la red eléctrica existente para optimizar la eficiencia energética mediante un intercambio bidireccional de información eléctrica entre proveedores y consumidores en tiempo real (institute, 2010), para el Instituto Nacional de Estándares y Tecnología (NIST) Smart Grid o REI es un sistema que integra variedad de tecnologías y servicios de computación y comunicaciones digitales en la infraestructura eléctrica, el concepto va más allá de los Medidores Inteligentes (MI) para hogares y empresas debido a que los flujos bidireccionales, la capacidad de control y comunicación pueden aportar nuevas funcionalidades (Interoperability, 2012).

Las tecnologías dentro de las REI son aplicables en los diferentes puntos de la red eléctrica, desde la generación, transmisión y distribución de energía, hasta los operadores de red y consumidores finales, los cuales son de carácter industrial, comercial o residencial.

Para ampliar el concepto de la aplicabilidad de las REI en el sector residencial se debe hablar de Smart Home (SH) o casas inteligentes, las cuales adoptan tecnologías de ahorro energético, programación de electrodomésticos y comunicación entre todos los elementos internos y externos para lograr un funcionamiento eficiente y que permita la interacción con el operador de red, con el objetivo de minimizar el consumo de energía en momentos donde la red eléctrica se encuentra con gran demanda o consumos horarios pico. SH desde el punto de vista energético requiere de tecnologías capaces de administrar las necesidades de consumo y respuesta a la demanda (DR), comunicar información de forma bidireccional con el operador de red y presentar datos al usuario en tiempo real por medio de una interfaz gráfica de usuario (Berk Celik, 2017).

Para mostrar gráficamente los componentes de SH, la figura 2-1 ilustra los sistemas y flujos de información y energía que se establecen al implementar las tecnologías de RIE en el hogar.

Figura 2-1 Sistemas de SH



Fuente (Erdinc, 2014).

El controlador inteligente HEMS es el encargado de monitorear y organizar el consumo de los elementos dentro de SH, según la preferencia del usuario a través de una interfaz de usuario, con el fin de ahorrar costos energéticos y mantener información de demanda, precios y patrones de consumo (Vojdani, 2008). En HEMS pueden incorporarse la DG con FNCER, los sistemas HESS y los Vehículos eléctricos enchufables en casa (V2H). para favorecer el mecanismo de DR, esta comunicación entre tecnologías se realiza por medio de la red de área local HAN, denominada red de área doméstica y es uno de los sistemas de comunicación necesarios para transportar información interna (entre componentes) y externa hacia el MI (Bin Zhou, 2016).

Tabla 2-1 Módulos presentes en HEMS

Módulos HEMS	Descripción
Monitoreo	<ul style="list-style-type: none"> - Información en tiempo real sobre el consumo de energía - Permite a los usuarios enfocarse en el ahorro de electricidad - Proporciona servicios de visualización de modos de operación y de consumo de energía de cada electrodoméstico.
Registro	<ul style="list-style-type: none"> - Permite recopilar y guardar la información de datos sobre consumo de electricidad en electrodomésticos, la generación de DG y el estado de almacenamiento de energía

	- Análisis de DR para precios en tiempo real
Control	<ul style="list-style-type: none"> - El control directo se implementa en el sistema - El control remoto se usa para monitorear y controlar los patrones de uso de los dispositivos en el hogar a través de un dispositivo portable
Administración	Función más importante de HEMS para optimización y eficiencia del uso de la energía eléctrica en la SH, pues administra GD con FNCER, HESS, los electrodomésticos y V2H
Alarma	<ul style="list-style-type: none"> - Ubicaciones de fallas - Anomalías en el sistema

Fuente (Son, Pulkkinen, Moon, & Kim, 2010)

Los dispositivos AMI permiten la comunicación bidireccional confiable entre el consumidor y el operador de red (S. Kahrobaee, 2013) a través del MI utilizando la información de HEMS, dando como resultado la programación de uso de electricidad y las acciones en DG y HESS (Arif A, 2013). Dentro de las funciones principales de los MI está la medición de las tasas de energía bidireccional activa y reactiva, respaldar la comunicación enviando datos y aceptando información en tiempo real de tarifas y actualizaciones, permitir cooperar interactivamente cuando ocurre una falla en la red eléctrica principal y recopilar datos con medidores de gas, agua y otros servicios como valor agregado. (Zheng J, 2013)

Los electrodomésticos inteligentes en SH juegan un papel muy importante debido a su condición y subdivisión, existen electrodomésticos no programables los cuales funcionan en tiempos determinados o siempre deben estar funcionando a su capacidad nominal, y los electrodomésticos programables que pueden funcionar en determinados horarios sin afectar la comodidad de los usuarios (Z. Zhao, 2013), dependiendo de la cantidad y tipo de electrodomésticos que tenga la SH, HEMS procede a controlar su funcionamiento para una óptima DR y gestión del lado de la demanda (DMS) con diferentes técnicas, dichas técnicas se muestran en la tabla 2-2.

Tabla 2-2 Técnicas DMS

Afeitado máximo	Disminución de demanda durante los tiempos pico de consumo
Relleno del valle	programar la demanda a horas de menor consumo
Cambio de carga	Disminución de la demanda durante las horas pico al cambiar las cargas a horas de menor actividad
Conservación estratégica	Reducir el perfil de carga general en función de los cambios estacionales

Crecimiento de carga estratégica	Aumentando la demanda de carga general sobre el perfil de consumo
Conformación de carga flexible	Configuración del consumo mediante el establecimiento de límites de carga en horas específicas

Fuente (M. Macedo, 2015)

Las técnicas mencionadas sirven para controlar los dispositivos demandantes de electricidad según su función dentro de la SH, pero algunas veces no es posible ejecutar alguna de estas por razones de necesidad del usuario, entonces, si este escenario se presenta en varias SH simultáneamente, puede ocasionar el llamado pico de rebote, que consiste en el aumento de la demanda en un instante de tiempo.

Una de las tecnologías que abarca SH es la integración del Vehículo eléctrico (VE) en cualquiera de sus tipos para aplicación residencial o enchufables, estos vehículos ofrecen beneficios ambientales que se deben aprovechar desde ahora, pues la contaminación del aire urbano afecta millones de personas en el mundo, siendo los VE una de las oportunidades para disminuir los niveles de dióxido de carbono. Los VE actualmente tienen un alto costo de adquisición por sus características de potencia, transmisión, eficiencia y demás factores tecnológicos que hacen su costo de fabricación más elevado en comparación con los vehículos convencionales de combustión interna, sin embargo, los costos de mantenimiento y combustible del VE son más bajos (Palmera, Tateb, Wadudc, & Nellthorpb, 2018).

La red eléctrica colombiana aún no está preparada para recibir apropiadamente los VE, la disposición de puntos de carga en las carreteras es uno de los retos a los que se enfrenta el país para incentivar la compra de VE e híbridos, sin embargo con el proyecto de ley #075 del congreso de la República el cual tiene como objetivo “promover el uso de vehículos eléctricos a través de incentivos y beneficios para propietarios, con el fin de contribuir a la movilidad sostenible y a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero”, como incentivos propone que el cobro del impuesto no supere el 1% del valor comercial del vehículo, que haya un descuento mínimo del 50% en el valor de la revisión técnico-mecánica y registro vehicular, cobro máximo del 50% del valor de estacionamiento y exención de restricción de circulación y como beneficios los propietarios tendrán parqueaderos preferenciales en sitios públicos (Congreso, 2017).

Para la red eléctrica nacional también será un reto incluir la demanda adicional correspondiente a los costos de desplazamiento o “combustible” del VE, ya que para las horas nocturnas se espera la conexión masiva del nuevo parque automotor, lo cual hace que la capacidad instalada de generación sea mayor y aumente el porcentaje de participación de la demanda residencial frente al total de la demanda nacional, pero aunque dicha demanda aumente, no significa que la capacidad instalada deba aumentar también, por lo anterior se debe buscar la alternativa de desplazar el periodo de carga de los VE en los hogares y se logra por medio del HEMS. El desarrollo de los VE no se limita solo en la función de transporte y recepción de energía, el desarrollo continuo de las baterías ha despertado el interés de emplear el VE como una de las tecnologías de las REI y denominado V2G.

V2G permite el intercambio de energía entre la batería y la red de energía doméstica para funcionar como almacenador y respaldar la demanda en horas pico (Pode, 2015), además proporciona estabilidad, aplanamiento de la curva de carga, regulación de voltaje y frecuencia, compensación de energía activa y reactiva, balanceo de cargas y filtrado de armónicos (Yeliz Yoldaş, 2017).

La incorporación de DG con FNCER en SH es uno de los eslabones más importantes, ya que por este medio se generan los flujos bidireccionales hacia el MI y la red eléctrica, generalmente la energía solar fotovoltaica es la más adecuada para incorporar en el SH como forma de autogenerar energía. El concepto de autogeneración se define como actividad realizada por personas naturales o jurídicas que producen energía para atender sus propias necesidades (CREG, 2018).

Para la DG por medio de un sistema fotovoltaico es importante conocer cómo funciona la generación por medio de módulos fotovoltaicos, ya que el potencial de energía solar es producto de la radiación emitida por el sol y aunque es consistente, tiene variaciones significativas a lo largo de la superficie terrestre (Stapleton, 2012). Los sistemas fotovoltaicos pueden ser conectados o desconectados de la red, los sistemas conectados a la red pueden a su vez ser con y sin almacenamiento de energía, en cualquiera de los dos casos la energía generada es aprovechada por el usuario o por la red eléctrica.

Los módulos fotovoltaicos están conformados por pequeñas células interconectadas en serie o paralelo, generalmente fabricadas con materiales semiconductores, el material principal de fabricación es el silicio y puede ser monocristalino o policristalino (Stapleton, 2012). Para comparar las diferentes tecnologías de módulos fotovoltaicos se debe tener presente tres factores como, la eficiencia del módulo, la vida útil y el factor de degradación.

- Eficiencia del módulo: Es la relación entre la salida de energía eléctrica y la energía luminosa incidente en el área del módulo (Hallam, 2015).
- Vida útil: Es el tiempo de duración del módulo fotovoltaico, se considera que un módulo llega al final de su vida útil cuando la caída en la producción de energía es inferior al 20% (Said, 2015).
- Factor de degradación: es la disminución de la potencia de salida del módulo fotovoltaico, generalmente este dato es obtenido por medio de los fabricantes de los módulos y se relaciona directamente con la vida útil.

Para aprovechar la energía eléctrica generada por un arreglo fotovoltaico, es necesario implementar un dispositivo llamado inversor, la función de este elemento es pasar la electricidad de corriente continua a corriente alterna para ser aprovechada, manteniendo los niveles de voltaje, frecuencia y fase de interconexión para garantizar la seguridad y fiabilidad de la red (Sangster, 2014). El tipo de sistema fotovoltaico determina el tipo de inversor, capacidad y demás datos técnicos necesarios para la instalación.

En síntesis, el capítulo 2 abordó cada una de las tecnologías de las REI aplicables al usuario residencial, explicando su funcionamiento y caracterizando los diferentes equipos necesarios para obtener una Red eléctrica en el hogar, también se habló del V2H y los sistemas fotovoltaicos como

principales actores dentro de un hogar inteligente. En el capítulo 3 se profundizará en estudios realizados y semejantes a los objetivos planteados, con investigaciones y metodologías aplicadas en el desarrollo de esta tesis de maestría.

Capítulo 3. Revisión de literatura

A continuación, se exponen algunas investigaciones realizadas para SH, donde se muestran diversas metodologías de estudio y resultados que sirvieron para realizar esta tesis, también se evaluaron algunos *software* para dimensionamiento de sistemas solares y eficiencia energética.

Nazmiye, Rosemary, Martha & Lorraine (2013) exploraron las barreras para la adopción del SH en el Reino Unido, utilizando una combinación de talleres públicos, entrevistas con expertos y una revisión de la literatura existente, dando como resultado barreras como adaptación a estilos de vida, complejidad y desconocimiento tecnológico, confiabilidad, privacidad, seguridad, pérdida de control o apatía tecnológica, entre otras. También revisaron desde el punto de vista financiero, pues es claro el beneficio del SH, pero los ahorros económicos que pueden alcanzar no son suficientes por si solos para recuperar la inversión tecnológica, además los costos de mantenimiento son percibidos como otra barrera. Sin embargo, el Reino Unido apunta hacia la descarbonización del sector energético y para esto debe incorporar beneficios financieros para los usuarios que deseen implementar el SH, aspecto que quizás sea tentativo a mediano o largo plazo según los desarrollos tecnológicos avancen y los costos disminuyan.

Moretti y otros (2017) realizaron una revisión de los impactos ambientales y económicos de las REI, utilizando (17) estudios sobre costos económicos, eficiencia energética y emisiones de gases de efecto invernadero, los datos fueron procesados y analizados con 3 metodologías, la primera es estimación de costos, la segunda métodos de costo de transacción y la tercera análisis costo beneficio, también se usaron modelos de optimización estocásticos o multiobjetivo. Para evaluar el impacto ambiental se usaron métodos de evaluación de ciclo de vida y métodos de huella de carbono. El resultado de esta investigación muestra que actualmente no existe un método estándar para evaluar impacto económico y ambiental de las REI, pero si tiene beneficios en ahorro de energía y disminución de la huella de carbono por la aplicación de energías renovables, aunque no tiene un resultado significativo en ahorro de costos.

Giordano & Fulli (2012) realizaron y presentaron una perspectiva sistémica para establecer sinergias técnicas y económicas que mejoren casos de negocios con las tecnologías de REI, utilizando dos casos de estudio, el primero el SH y el segundo el VE. La metodología de efectos sistémicos utilizada resulta ser fundamental en la oferta de un caso de negocio de REI, la discusión del documento se basó en la configuración de plataformas comerciales para servicios de movilidad eléctrica, medición inteligente y servicios de hogares inteligentes, destacaron los nuevos acuerdos comerciales para aprovechar las sinergias tecnológicas y empresariales, se discutieron posibles desafíos y preocupaciones en temas de privacidad, posiciones dominantes y nuevas plataformas de negocios y resistencia de los consumidores.

Di, Songsong & Lazaros (2014) plantean una distribución de costos justos en SH con micro redes de energía, teniendo en cuenta 10 hogares en época de verano y 50 hogares en época de invierno, aplicando un método minimax lexicográfico con enfoque en programación entera mixta (MILP), dando como resultado ahorros de costos del 30% y 24% respectivamente en 10 y 50 hogares,

teniendo en cuenta factores como pobreza y ubicación de hogares. Estos ahorros energéticos presentados, de alguna manera se pueden escalar y evaluar los retornos de inversión de los usuarios SH contemplando incentivos gubernamentales y entrada de V2H.

Zhang, Evangelisti, Lettieri, & Papageorgiou (2016) realizaron el análisis de programación económica y ambiental para SH con micro-redes, extendiendo el trabajo de (Di, Songsong, & Lazaros, 2014) y que también se usó el modelo MILP, pero ahora integrando no solo reducción de costos sino también de CO₂, para lograr sostenibilidad ambiental y económica, ahora en este trabajo se considera un edificio de 30 viviendas bajo tres esquemas de precios, este análisis dio como resultado un equilibrio entre costo económico y emisiones ambientales.

Erdinc (2014) realizó un estudio de impacto económico para SH integrando VE, HESS, DG bajo estrategias de DR. Propone un modelo MILP para un sistema HEMS considerando una SH que posee un sistema de DG con sistema fotovoltaico, un sistema HESS por medio de un banco de baterías y un VE con opción V2H. Dentro de las consideraciones está el intercambio de energía de forma bidireccional, la energía importada tiene un precio variable y la exportada se tomó como fija, los consumos de los electrodomésticos son reales al igual que la producción de energía.

Los casos de prueba se realizaron según disponibilidad de DG y HESS así como diferentes perfiles de usuario con DR basado en precio y considerando el V2H después de las 6 de la tarde, momento en que los usuarios llegan de sus trabajos, caso 1 corresponde a SH con dispositivos modificables sin HESS ni DG, caso 2 considera DG pero no HESS, caso 3 se considera DG y HESS, caso 4 se contempla DG con límite de potencia máximo entre las 7 pm y 10:45 pm, HESS y DG, para el caso 5 igual al caso 4 pero en horario de 7 pm hasta las 6:45 am.

Los resultados de las comparaciones entre casos muestran que para el caso 3 se obtiene una reducción de costos de más del 35% con DG y HESS y es la más beneficiosa para el usuario.

Balta-Ozkan, Nazmiye, Benjamin, & Oscar (2014) revisaron el desarrollo del mercado europeo de SH, considerando la misma metodología de (Nazmiye, Rosemary, Martha, & Lorraine, 2013) pero esta vez incorporaron además del Reino Unido a Italia y Alemania para el desarrollo de la investigación. Los resultados obtenidos se pueden ver en la tabla 3-1 y tabla 3-2 de visión general de expertos y barreras.

Tabla 3-1 Visión general de expertos

Tema	Descripción	Reino Unido	Alemania	Italia
Ahorro de energía y costos	El aumento de los precios de la energía y el deseo de reducir los costos a través del ahorro de energía en el hogar	X	X	X
Beneficios tangibles que mejoran la calidad de vida	Servicios que se perciben como prácticos y potencial de mejorar la calidad de vida	X	X	X

Ambiente	Ahorro de energía para el medio ambiente	X	X	
	Preservación del medio ambiente para mejorar la calidad de vida			X
Transparencia	Obtener información adicional sobre cómo ahorrar dinero y energía		X	X

Fuente (Balta-Ozkan, Nazmiye, Benjamin, & Oscar, 2014)

Los beneficios generales de los expertos se basan en temas de ahorros tangibles de energía eléctrica, mejoras en calidad de vida, impacto ambiental y transparencia en la información.

Tabla 3-2 Visión general de barreras

Tema	Descripción	Reino Unido	Alemania	Italia
Readaptación de casas existentes	El valor de los edificios históricos o estéticos dificulta la buena disposición de los consumidores para modificarlos	X		X
Confiabilidad	Preocupaciones sobre cómo operar la tecnología inteligente	X		
	Fiabilidad de la tecnología inteligente	X	X	
	Preocupaciones sobre el aumento de la conectividad en los hogares y sus riesgos	X	X	
	Falta de competencia tecnológica y conocimiento			X
Costos	Asociar casas inteligentes con artículos de lujo y altos costos	X	X	
	Preocupación por los costos asociados con la adquisición, operación, administración y mantenimiento de las tecnologías de hogares inteligentes.	X		X
Privacidad y seguridad de datos	Compromiso de seguridad	X		
	Invasión de privacidad	X		X
	Preocupaciones sobre el uso indebido de datos personales	X	X	
Tenencia	Los inquilinos pueden ser menos propensos a invertir en casas inteligentes	X	X	

Fuente (Balta-Ozkan, Nazmiye, Benjamin, & Oscar, 2014)

Dentro de las barreras más importantes expresadas en la tabla 3-2 está el retorno a la inversión, pues para implementar SH y evaluar un proyecto económico, se debe hacer a largo plazo debido a la falta de incentivos gubernamentales, además que para un usuario que viva en alquiler no será viable implementarlo por la incertidumbre de cambio de hogar.

3.1 Herramientas de modelado

Para evaluar sistemas de generación fotovoltaica se encuentran en el mercado *software* desarrollados por diferentes entidades capaces de diseñar y predecir el comportamiento de los arreglos solares, con el fin de poder tomar decisiones al momento de evaluar proyectos para mejorar la eficiencia energética en diferentes sectores, tales como residencial, comercial, industrial, y a su vez dar soporte en investigaciones, desarrollos y políticas gubernamentales. A continuación, se muestran 3 *software* utilizados para evaluar sistemas solares, con sus características básicas y limitantes en comparación con el análisis realizado para resolver el problema de investigación.

- System Advisor Model (SAM) elaborado por el laboratorio nacional de energía renovable de estados unidos (NREL), es usado para predecir el rendimiento de las energías renovables y la viabilidad financiera de los proyectos para facilitar la toma de decisiones, los datos de entrada deben ser revisados y cambiados según las especificaciones del proyecto. El software puede ser descargado a través de la página web de NREL (NREL, 2018)
Los datos de entrada de SAM corresponden a parámetros de demanda, información meteorológica, costos, incentivos, etc. Y las salidas son LCOE, VPN, TIR y gráficos de producción de energía, no es un software que involucre tecnologías como VE y HEMS, además de que no compara escenarios con diferentes tecnologías aplicadas a una demanda específica.
- Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources (HOMER), tiene como características determinar las tecnologías rentables en un diseño, el tamaño de los componentes, la susceptibilidad de costos al cambio de cargas y lograr la combinación óptima de un sistema para operar. El acceso a este software también se logra a través de la página oficial de NREL. El HOMER toma variables de entrada la información meteorológica, demanda, parámetros técnicos, información financiera y económica, eficiencia de componentes y costos. Como datos de salida está el LCOE, VPN, TIR, flujos de caja, energía generada, energía comprada e indicadores ambientales. Si bien el HOMER realiza un análisis de compra y venta de energía e indicadores ambientales, tampoco considera el VE ni HEMS como forma de integración eficiente en el usuario residencial.
- Clean Energy Project Analisis (RETScreen), el cual gestiona la eficiencia energética, las energías renovables y la cogeneración, es decir, este software evalúa el desempeño de los sistemas basados en históricos y datos estadísticos para buscar oportunidades de optimización. Dicho software se puede descargar de forma gratuita en la página oficial de Natural Resources of Canada (Canada, 2018).
El RETScreen es un software que evalúa y monitorea proyectos, es de gran utilidad cuando los sistemas ya están instalados, sin embargo, no integra la opción de evaluar instalaciones y escenarios tentativos para implementar diversas tecnologías de SH según la demanda.

Los *software* anteriores tienen datos de entrada muy convenientes que se incluyeron en el modelo desarrollado en esta tesis, sin embargo el modelo empleado por (Erdinc, 2014) tiene estrategias de DR aplicadas a SH, e incluye en el análisis las variables provenientes de VE con capacidad de flujo

bidireccional, HESS, DG a pequeña escala con opción de venta de energía, HEMS para administrar los recursos energéticos del hogar y lograr estrategias de DR basadas en precios dinámicos de la energía. Para este análisis se utilizó programación lineal de enteros mixtos (MILP) en el sistema HEMS, con el objetivo de minimizar el costo diario de energía, utilizando los costos dinámicos de energía para determinar el tiempo de carga del V2H, la descarga del mismo y la carga y descarga del HESS, adicional a esto se analizaron 5 casos variando las tecnologías y los periodos de tiempo de carga, descarga y consumos de energía.

La anterior investigación evalúa el desempeño de las tecnologías y cuantifica el impacto en reducción de costos de energía para cada caso de estudio, aunque es un análisis que considera todas las opciones tecnológicas para integrar en una SH, no se obtienen Indicadores como LCOE y VPN de cada caso, además no hace la comparación con un caso base o estándar aplicable a la realidad de alguna vivienda y no compara las tecnologías existentes con las aplicables para determinar mediante variaciones en parámetros cuando será rentable aplicar una o más tecnologías.

En este capítulo se evaluaron diferentes investigaciones y software útiles para la realización de la tesis de maestría, tomando de estos trabajos algunas variables que fueron trascendentales para la óptima realización del modelo y resultados. En el capítulo 4 se darán a conocer los objetivos, general y específicos de la presente tesis.

Capítulo 4. Objetivos

4.1 General

Evaluar el impacto económico de las redes eléctricas inteligentes en el usuario residencial de Colombia.

4.2 Específicos

1. Identificar las tecnologías de las redes eléctricas inteligentes aplicables al sector residencial
2. Caracterizar los patrones de consumo del sector residencial en Colombia
3. Desarrollar un modelo que permita evaluar el impacto de las redes eléctricas inteligentes en el usuario residencial de Colombia

4.3 Alcance

El alcance de esta tesis de investigación es evaluar el impacto económico que generan las tecnologías de REI en el sector residencial, dichas tecnologías tienen costos de adquisición altos, la disponibilidad en el mercado colombiano es poca o aún no se encuentran desarrolladas por completo, por lo tanto el propósito es desarrollar un modelo financiero que integre las posibilidades de adquisición de las tecnologías para los usuarios residenciales en Colombia y evaluar a través de indicadores financieros la viabilidad para adquirir dichos artefactos, además explorar escenarios de incentivos gubernamentales y curvas de aprendizaje de precios de algunas de las tecnologías evaluadas.

En el presente capítulo se dan a conocer los objetivos y alcance de esta tesis de investigación, siguiendo con el orden del documento, en el capítulo 5 se expone la metodología de trabajo planteada para dar solución al problema de investigación.

Capítulo 5. Metodología

En este capítulo se expone la metodología empleada para abordar el problema de investigación planteado en los objetivos anteriores, inicialmente se hace el proceso de selección de la herramienta adecuada, teniendo en cuenta que el modelo realizado cuenta con una combinación de tecnologías adaptables al usuario residencial de Colombia y luego se expone el análisis por casos que va incorporando diferentes tecnologías hasta llegar al caso más robusto.

Para dar solución a los objetivos y teniendo en cuenta que se debe realizar un análisis de impacto económico de las REI en el usuario residencial en Colombia, se desarrolló un modelo financiero separado por casos adoptado del modelo de (Erdinc, 2014), siendo el caso 1 el inicial o el que hoy se está aplicando en todos los usuarios residenciales, dicho modelo financiero busca mediante la evaluación del Valor Presente Neto (VPN) y el costo nivelado de energía (LCOE) conocer que tan rentables son los casos comparándolos con un caso base o un caso estándar. En las variables de entrada del modelo propuesto se incluyen muchas de las variables con las que trabajan los *software* mencionados en el capítulo anterior, además de los datos de salida como el VPN, LCOE y flujos de caja.

El VPN es el valor de todos los flujos de caja futuros descontados a una tasa de descuento, esta es una medida de factibilidad económica de un proyecto (Saeed Edalati, 2016), el VPN trae a valor presente todos los gastos o ingresos generados en un periodo de tiempo, este dato puede ser positivo o negativo, no necesariamente un valor negativo representa que un proyecto es inviable.

El LCOE o costo nivelado de energía es un indicador calculado básicamente con los costos de inversión, operación y mantenimiento, rendimiento y costos de combustibles por unidad de energía producida a lo largo de la vida útil del proyecto (Ueckerdt, 2013), donde el VPN está inmerso en el cálculo del LCOE.

Mediante la herramienta Microsoft Excel se realizó el modelo financiero, el cual tiene unos datos de entrada como lo son los costos de los equipos y tecnologías, vida útil del proyecto, demanda y costo de energía, datos técnicos, parámetros meteorológicos, tasa de descuento, degradación y vida útil de equipos.

5.1 Análisis por casos

Con el fin de evaluar los impactos económicos de las REI en el usuario residencial de Colombia, se realizaron seis estudios de caso diferentes, los cuales se describen a continuación:

- Caso 1: Este es el caso base correspondiente a la actualidad, donde se tienen los datos de demanda energética residencial para Medellín-Colombia y los costos de energía fija para usuario regulado, en este caso no se tienen en cuenta tecnologías para SH debido a que es el caso de comparación con los demás propuestos.

- Caso 2: En este caso se tomará el Medidor Inteligente como protagonista, además se adoptará un escenario futuro de tarifa horaria para evaluar el impacto económico que tendría la implementación del sistema de medición avanzada (AMI) en el usuario residencial. El impacto económico es evaluado comparando el VPN y LCOE con el caso base.
- Caso 3: En este caso se incluye el caso 2 pero adicionalmente se integra la GD a través de un Sistema Fotovoltaico, dicho sistema trabaja sin almacenamiento (HESS) y está interconectado a la red para aprovechar la venta de los excedentes de energía, dichos excedentes no superan las importaciones de energía durante el día. La evaluación del impacto económico se hace a través del VPN y LCOE comparado con el caso base.
- Caso 4: Este caso combina el caso 3 con la inclusión del VE unidireccional o convencional, incluyendo todos los gastos que involucra adquirir un VE, gastos técnicos, de mantenimiento y de consumo de energía adicional para el usuario. Este caso se convierte también en un caso base, ya que se incluye una tecnología que impacta el consumo y los costos energéticos del hogar.
Dentro de las tecnologías del VE está inmerso el cargador de este y el costo de adquisición del vehículo.
- Caso 5: El caso 5 es semejante al caso 4 pero contemplando el vehículo convencional a combustión interna (gasolina) y no el VE, con el fin de comparar los VPN resultantes, para el vehículo a gasolina se tienen en cuenta los gastos asociados a la adquisición, mantenimiento y combustible durante el periodo de evaluación.
- Caso 6: Se adopta el análisis del caso 4 pero incluyendo el control HEMS, con el objetivo de desplazar el periodo de carga del VE hacia las horas de menores costos de energía, también se explora la posibilidad de inyección de energía del VE hacia la SH para revisar el impacto económico resultante en el VPN comparado con el caso 4.

En este capítulo se da a conocer el modelo financiero realizado, sus variables principales de entrada y de resultados que se obtuvieron en el desarrollo, también se exponen los casos evaluados y las tecnologías que adoptan, todo esto se profundiza aún más en el capítulo 6, el cual describe el modelo de casos mediante figuras y finalmente se exponen las ecuaciones y graficas con las cuales se construyeron los resultados de esta tesis de maestría.

Capítulo 6. Descripción del modelo

Para la explicación del modelo, inicialmente se presenta la composición de las tecnologías adaptables al SH con subsistemas y variables consideradas según los casos de estudio explicados en el capítulo anterior, luego se aborda cada subsistema y se explican las ecuaciones y datos asociados, posteriormente se presenta la explicación del análisis económico, variables y parámetros considerados para obtener los resultados y por último se presentan las consideraciones y supuestos empleados que delimitan el modelo.

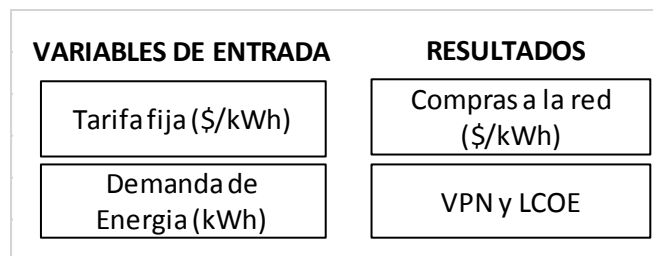
6.1 Estructura de los casos de estudio

A continuación, se da más detalle sobre los casos de estudio, la estructura de variables de entrada, los equipos o tecnologías empleadas y los resultados que se obtienen para cada caso en el modelo, cabe resaltar que la evaluación de casos es evolutiva, es decir, cada uno contiene tecnologías de los anteriores y permite evaluar sistemas que en la actualidad no están disponibles.

6.1.1 Caso 1: Tarifa fija de energía

Para el caso 1 se tienen dos variables de entrada, costo de energía eléctrica para usuario regulado y la demanda residencial promedio de un hogar de Medellín, lo cual genera un costo asociado al consumo mensual, dando como resultado las compras a la red que se deben realizar anualmente, el VPN y LCOE durante el periodo de análisis, ver figura 6-1-1.

Figura 6-1-1 Estructura para caso 1

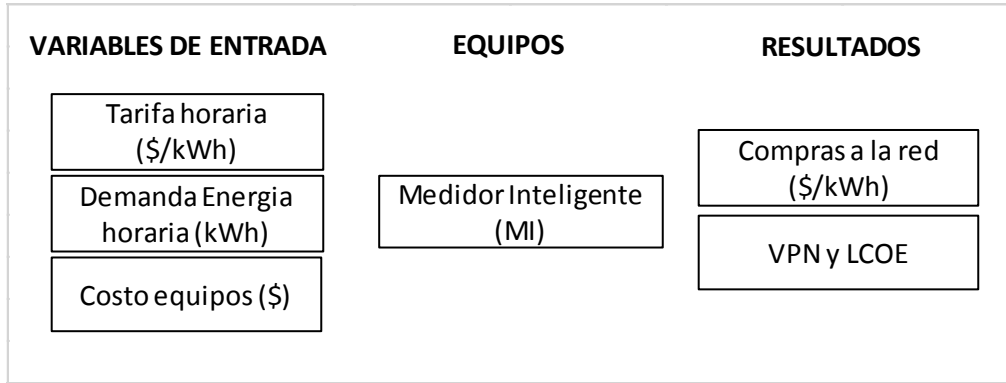


Elaboración propia.

6.1.2 Caso 2: Tarifa horaria de energía

En el caso 2 se tienen tres variables de entrada, la tarifa horaria de energía, la demanda horaria de energía y el costo del Medidor Inteligente (MI), a su vez se tiene el MI como un equipo necesario para efectuar la tarifación horaria de la energía, debido a que este comunica todos los datos de demanda del hogar y recibe los costos horarios de energía del operador de red, los resultados del caso 2 son igualmente compras a la red pero de forma horaria, el LCOE y VPN asociado a los gastos durante la vida del proyecto, ver figura 6-1-2.

Figura 6-1-2 Estructura para caso 2

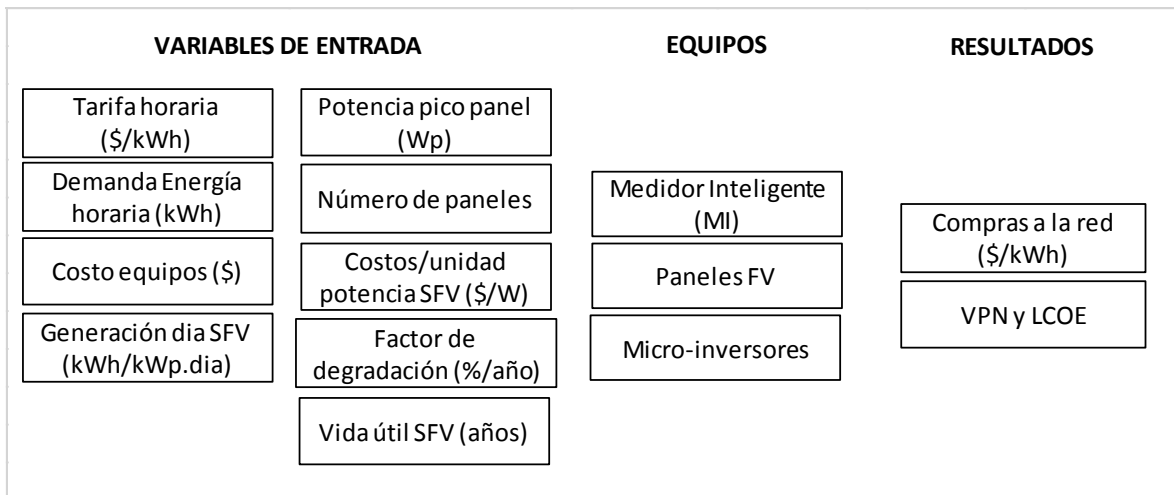


Elaboración propia.

6.1.3 Caso 3: Tarifa horaria de energía + Sistema fotovoltaico

Para el caso 3 en sus variables de entrada se emplean las mismas del caso 2, e incluye las variables asociadas al sistema fotovoltaico como lo es la capacidad de generación diaria, Numero de paneles fotovoltaicos, Potencia pico del panel, factor de degradación, costos de equipos, entre otras. Dicho sistema interactúa directamente con el MI para vender excedentes a la red. Los resultados de este caso son las compras netas a la red, el LCOE y VPN que se compara con el caso base para evaluar la rentabilidad del sistema fotovoltaico según la demanda energética y la tarifa de energía del usuario residencial, ver figura 6-1-3.

Figura 6-1-3 Estructura para caso 3

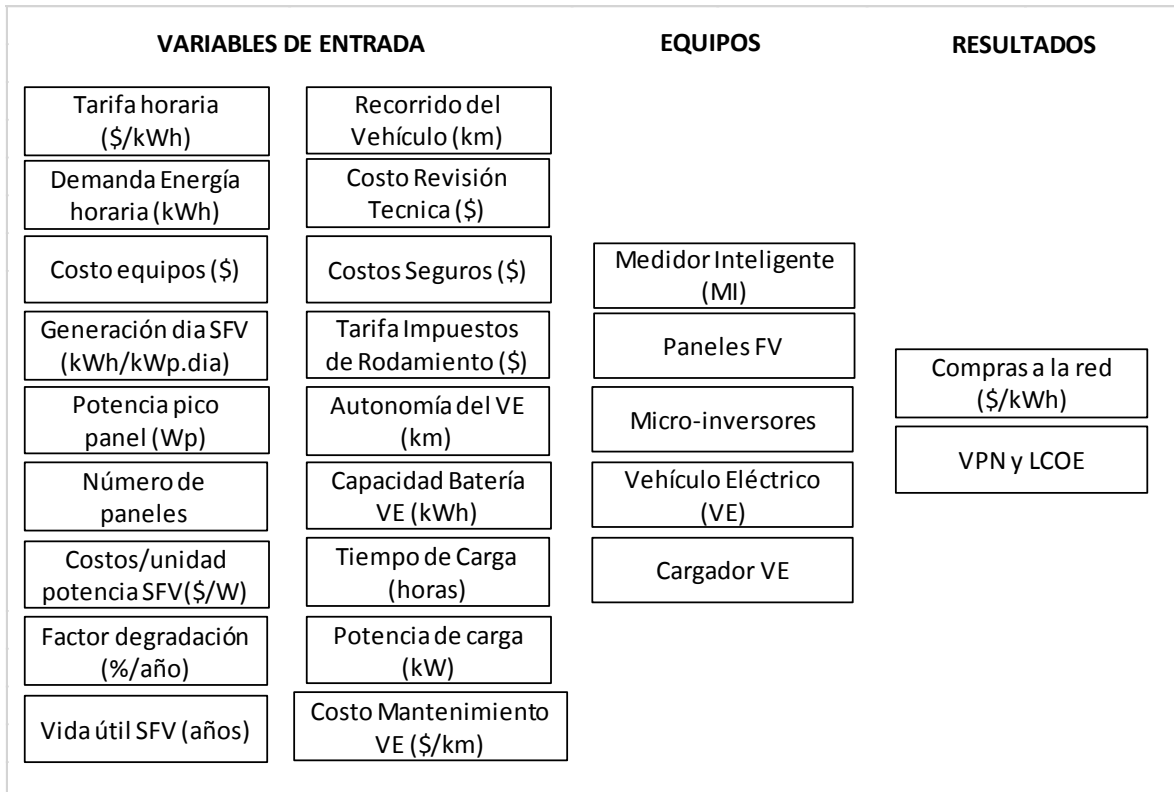


Elaboración propia

6.1.4 Caso 4: Tarifa horaria de energía + Sistema fotovoltaico + Vehículo eléctrico

En el caso 4 se tienen en cuenta todas las variables del caso 3, debido a que estos casos son acumulativos en tecnologías, en este se involucra todas las variables correspondientes al VE aplicadas en este modelo, como datos técnicos del vehículo a evaluar, costos de Seguros, Revisiones reglamentarias, impuestos, etc. Como resultado se obtiene el flujo de caja de cada sistema, compras netas a la red y VPN del sistema completo, ver figura 6-1-4.

Figura 6-1-4 Estructura para caso 4

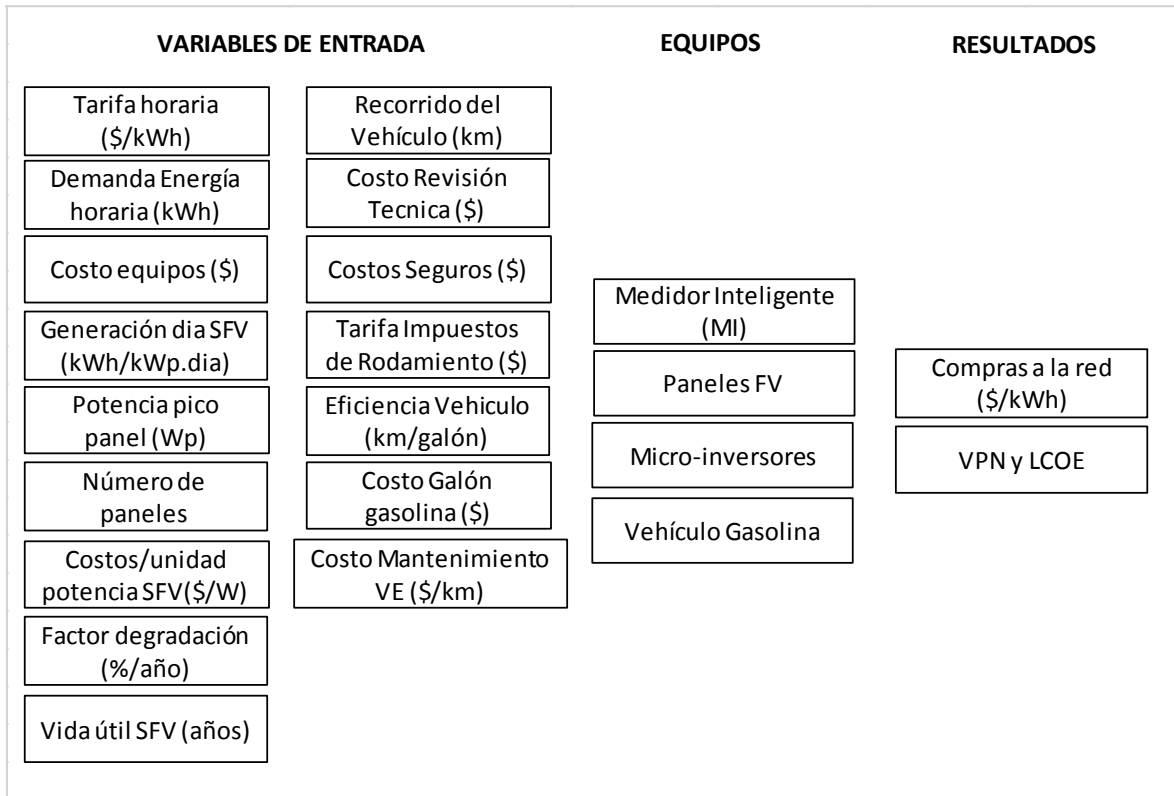


Elaboración propia

6.1.5 Caso 5: Tarifa horaria de energía + Sistema fotovoltaico + Vehículo a combustión

Para el caso 5 teniendo en cuenta que es el caso con el que se va a comparar el caso 4, se cambian las variables de entrada del VE por los datos de un vehículo homologado a combustión interna y de condiciones similares al VE, así mismo se extraen sus datos técnicos, consumo de combustible, costos de seguros, revisiones reglamentarias, impuestos, etc. Como resultado se tienen los flujos de caja de los sistemas empleados y el VPN que finalmente se compara con el VPN del caso 4 para determinar la viabilidad de la adquisición del VE según parámetros de recorrido, costo energía, entre otros, ver figura 6-1-5.

Figura 6-1-5 Estructura para caso 5

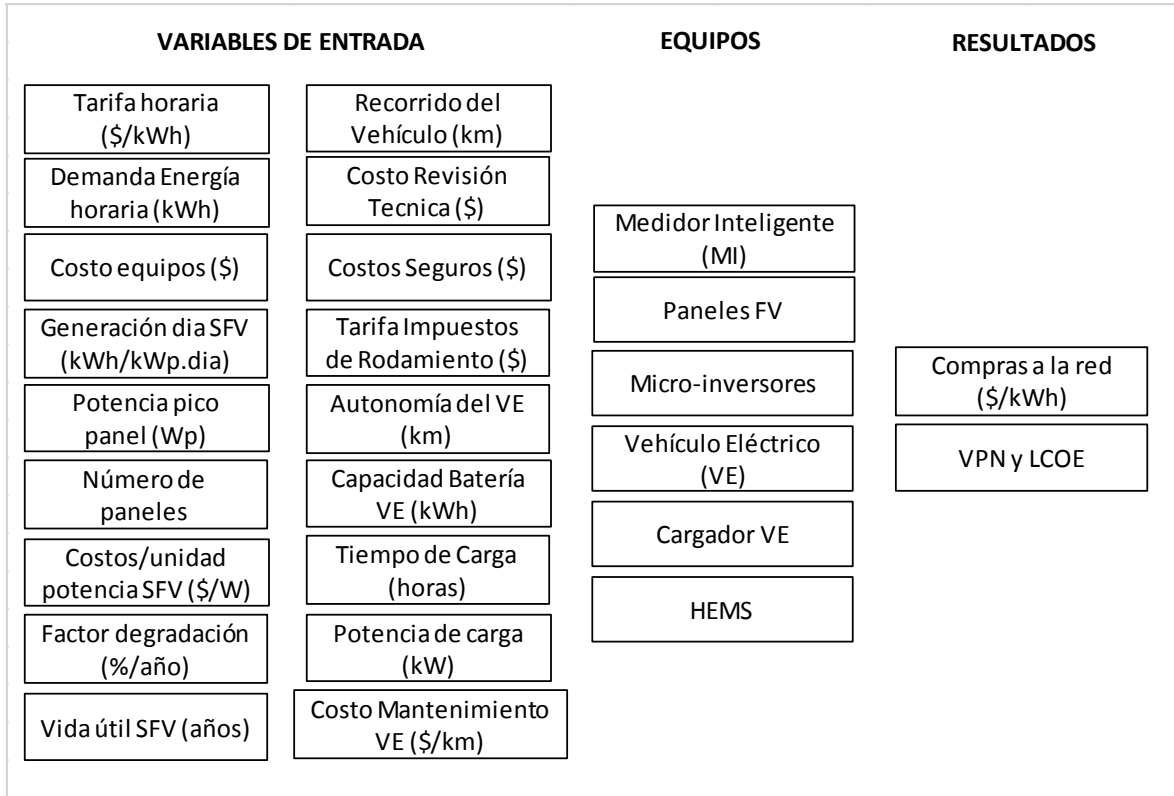


Elaboración propia.

6.1.6 Caso 6: Tarifa horaria de energía + Sistema fotovoltaico + Vehículo eléctrico + HEMS

En el caso 6 se incluyen las variables del caso 4 y adicionalmente se integra el sistema de administración de energía en el hogar (HEMS) como principal actor. Los resultados igual que los casos 4 y 5 son los flujos de caja de los sistemas y el VPN que permite determinar si el HEMS tiene viabilidad financiera para los perfiles residenciales estudiados comparado con el caso 4, ver figura 6-1-6.

Figura 6-1-6 Estructura para caso 6



Elaboración propia.

6.2 Estructura del modelo

Inicialmente es de gran importancia comprender la dinámica de consumo de un hogar y costos asociados a la demanda de energía para tener claras las necesidades actuales del sector residencial, por lo tanto, el modelo parte del análisis de la tarifa energética, seguido del análisis de demanda y patrones de consumo, para finalmente integrar diversas tecnologías ya mencionadas en los casos a evaluar.

6.2.1 Tarifa actual de energía

La tarifa actual es el costo de energía por unidad de consumo (kWh) cobrada por el comercializador que atiende usuarios regulados, en el caso de Medellín es Empresas Públicas de Medellín (EPM) (EPM, Empresas Publicas de Medellín, 2018), estos costos de energía están sujetos a unos subsidios y contribuciones amparados por la ley 142 de 1994 expedida por el congreso de la República (Republica C. d., 1994), los subsidios o contribuciones se aplican a la tarifa de acuerdo al estrato donde está ubicada la vivienda, por lo anterior la tarifa actual no es la misma para todos los usuarios residenciales y se cobra según la tabla 6-2-1-1.

Tabla 6-2-1-1 Subsidios y contribuciones al costo de energía por estratos

Estrato	Subsidio	Contribución
Estrato 1	50%	-
Estrato 2	40%	-
Estrato 3	15%	-
Estrato 4	-	-
Estrato 5	-	20%
Estrato 6	-	20%

Elaboración propia a partir de (Republica C. d., 1994)

El costo de la energía es la sumatoria de varios factores, en la ecuación 1 se muestra el cálculo de la tarifa de energía (EPM, Tarifas y costo de energía eléctrica - Mercado regulado - Noviembre, 2018):

$$C_{imp} = G_{m,i} + T_m + D_{n,m} + C_{v_{m,i}} + PR_{n,m,i} + R_{m,i} \quad (1)$$

Donde:

C_{imp} : Costo unitario de venta de energía importada

$G_{m,i}$: Costo Compra (Generación)

T_m : Costo transporte

$D_{n,m}$: Costo distribución

$C_{v_{m,i}}$: Costo comercialización

$PR_{n,m,i}$: Costo pérdidas

$R_{m,i}$: Costo restricciones

Para calcular los costos asociados al consumo de energía eléctrica residencial, se tomará el resultado de la ecuación 1 contemplando todos los costos de las componentes expresadas en la tabla 6-2-1-2.

Tabla 6-2-1-2 Costo unitario de energía eléctrica y componentes

COMPONENTES	COSTO (\$/kWh)
<i>G_{m,i}</i>	179,66
<i>T_m</i>	34,46
<i>D_{n,m}</i>	183,64
<i>C_{vm,i}</i>	44,19
<i>PR_{n,m,i}</i>	33,95
<i>R_{m,i}</i>	33,91
<i>C_{imp}</i>	509,80

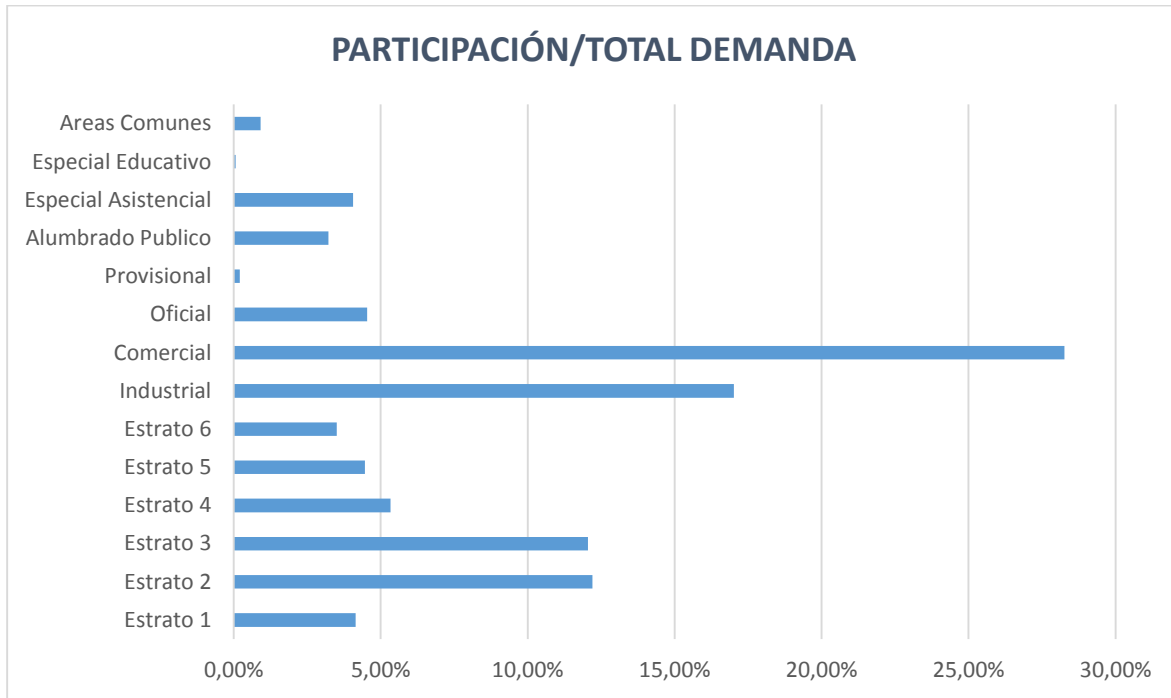
Elaboración propia a partir de (EPM, Tarifas y costo de energía eléctrica - Mercado regulado - Noviembre, 2018).

El costo total de energía pagado por un usuario residencial en la ciudad de Medellín es la multiplicación del costo unitario de energía por la demanda, este dato es tomado por el caso 1 del modelo y llamado compras a la red.

6.2.2 Demanda de energía

La demanda de energía en la ciudad de Medellín en los primeros 11 meses de año 2018 se reparte a grandes rasgos en el sector residencial, comercial, industrial y otros, siendo el sector comercial el más demandante de energía eléctrica en la actualidad, en la Figura 6-2-2-1 se muestra la distribución en barras de dicha demanda.

Figura 6-2-2-1 Participación de sectores en la demanda total de Medellín

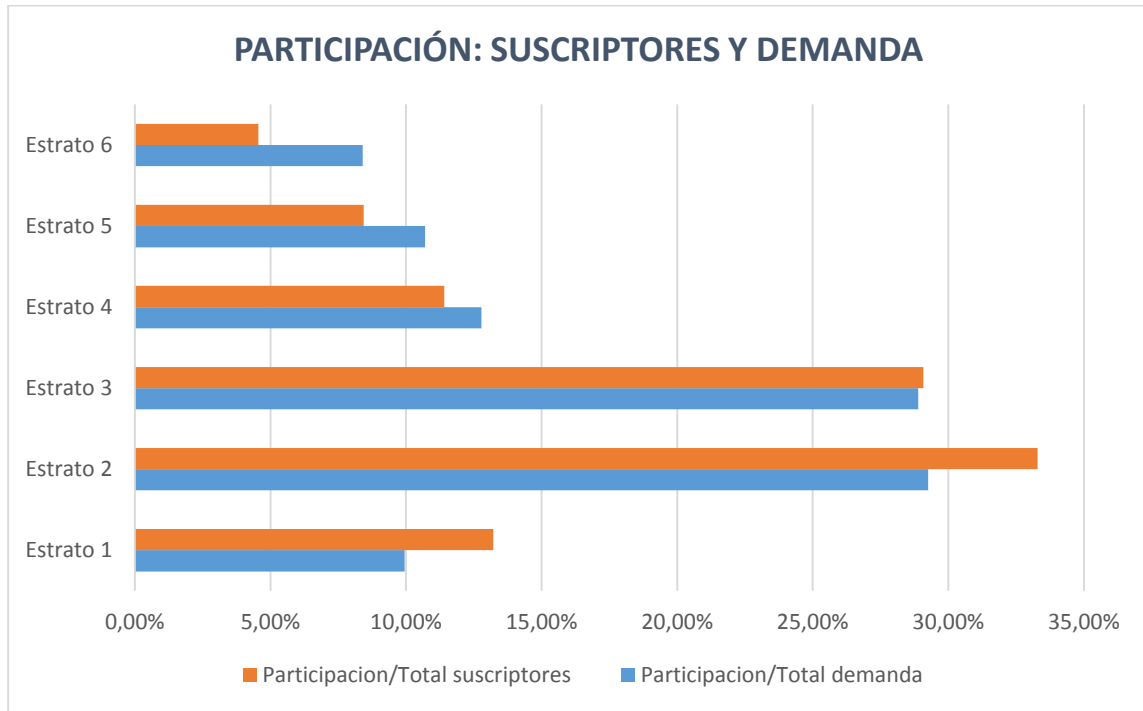


Elaboración propia a partir de (SUI, 2018)

Como se puede ver en el diagrama de barras, la demanda de energía en Medellín del sector residencial representa aproximadamente un 41% de la demanda total, lo que convierte este sector estratificado en una opción muy tentativa para integrar sistemas fotovoltaicos y demás tecnologías ya mencionadas.

Así mismo para el sector residencial se puede conocer la demanda total y participación de cada estrato en la demanda total, pero a su vez también es posible conocer la cantidad de suscriptores totales y por estrato, tal y como se muestra en la figura 6-2-2-2.

Figura 6-2-2-2 Participación de demanda y suscriptores por estrato



Elaboración propia a partir de (SUI, 2018)

En la figura 6-2-2-2 se puede ver que para los estratos 1, 2 y 3 la proporción de suscriptores supera la proporción de la demanda de energía eléctrica, mientras que para los estratos 4, 5 y 6 es lo contrario, esto refleja que en los estratos con mayor poder adquisitivo hay un consumo mayor de energía eléctrica.

Complementando el análisis de demanda por estratos, a continuación se muestra la tabla 6-2-2 donde está la demanda promedio por estrato para la ciudad de Medellín.

Tabla 6-2-2 Demanda promedio por estratos Medellín

ESTRATO	Consumo promedio (kWh)
Estrato 1	105.09
Estrato 2	122.66
Estrato 3	138.65
Estrato 4	156.39
Estrato 5	176.99

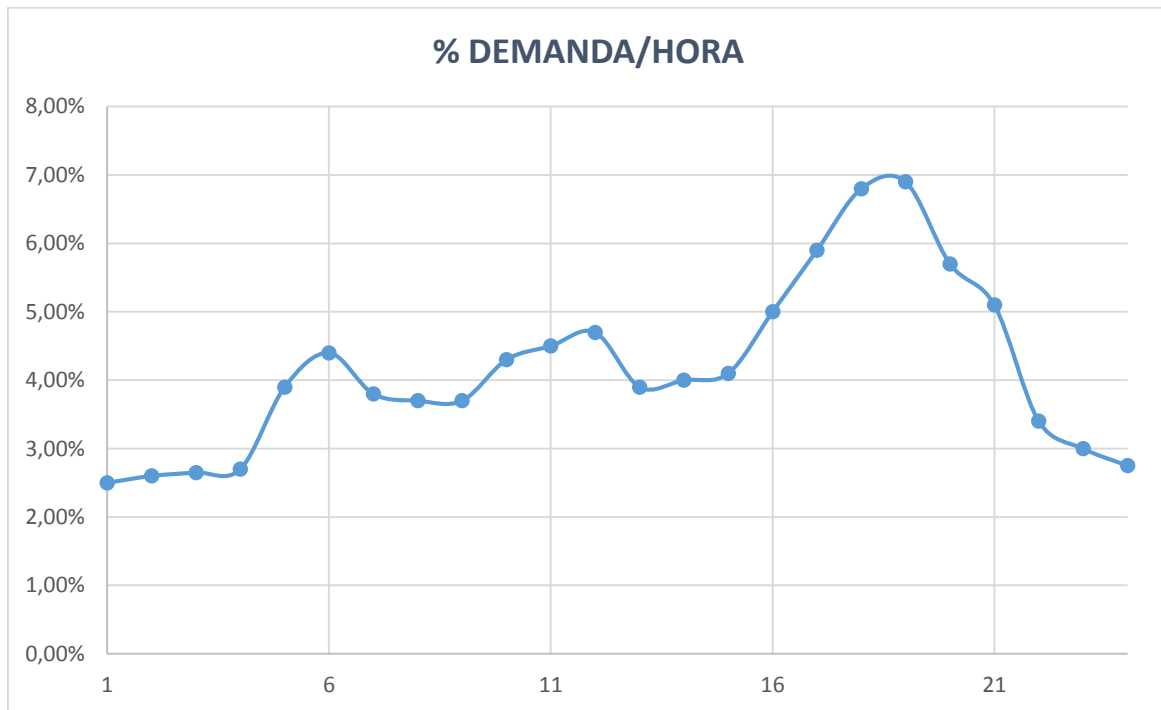
Estrato 6	257.79
------------------	--------

Elaboración propia a partir de (SUI, 2018).

Cabe resaltar que el consumo promedio es mensual y es la sumatoria de todo el consumo durante todos los días del mes, teniendo en cuenta que no todos los días se consume la misma energía eléctrica, es decir, durante cada hora del día los electrodomésticos, lámparas, calentador, estufa, etc. no están consumiendo la misma energía, a este patrón de consumo se le llama curva de carga diaria y tiene como característica la variabilidad de la demanda en el tiempo, marcados los puntos más altos en ciertas horas del día.

En el sector residencial la curva de carga presenta unos picos de demanda que corresponde a los momentos del día donde los usuarios están consumiendo más energía eléctrica en sus hogares, habitualmente los picos se sitúan cerca de las 6 am, 12 pm y 7 pm, horas donde los usuarios despiertan, toman el almuerzo y llegan a casa luego de sus labores, siendo las 7 pm el pico más alto de demanda en el día. A continuación, en la figura 6-2-2-3 se muestra la curva de carga residencial para Medellín.

Figura 6-2-2-3 Curva de carga residencial Medellín



Elaboración propia a partir de (SUI, 2018)

6.2.3 Tarifa horaria de energía

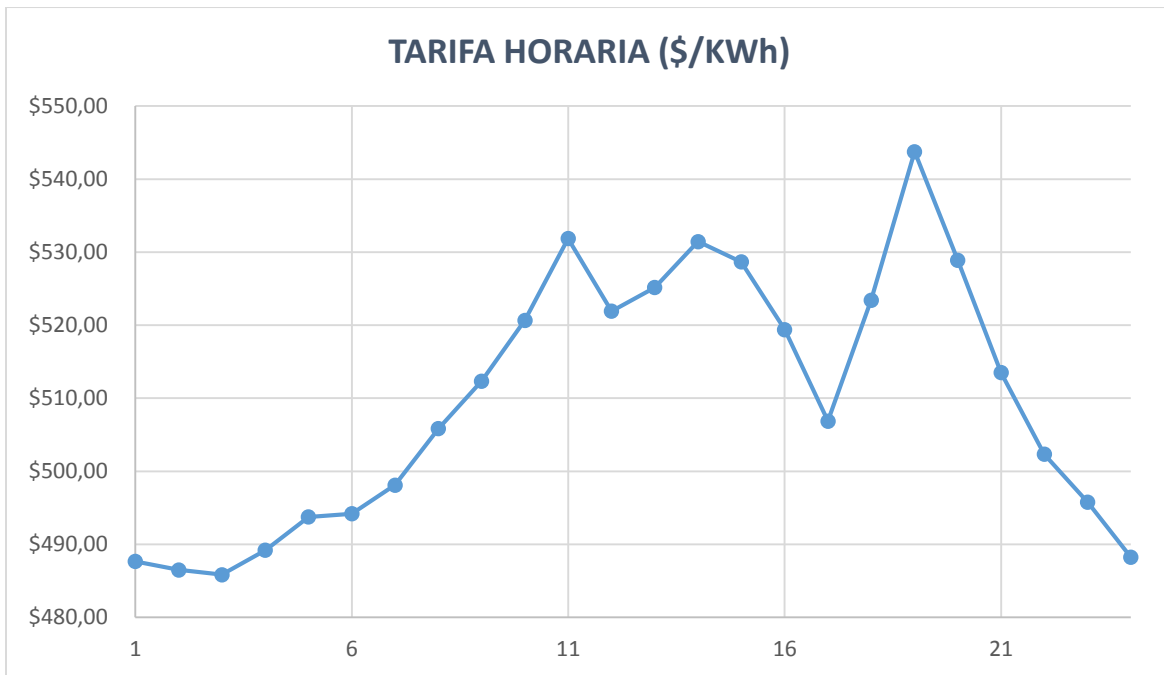
La tarifa de energía realmente es una ponderación de costos horarios, los cuales dependen en gran medida de la generación y la demanda, según la demanda horaria del país se planea la generación horaria y esto genera un precio en el mercado mayorista o llamado precio de bolsa.

Debido a que el precio de bolsa varía, el costo total de energía también varía, siendo habitualmente el mayor costo en horas de mayor demanda y el menor en horas de menor demanda.

La tarifa de energía horaria en Colombia aún no se ha implementado, sin embargo, es una de las variables contempladas dentro del SH y con las que se pretende evaluar el impacto de la medición inteligente por medio del medidor bidireccional.

Para calcular la tarifa de energía horaria es necesario saber el precio de bolsa y para efectos prácticos se tomó el rango de enero a septiembre de 2018 para calcular los promedios de precios en todas las horas del día, estos datos permiten determinar la variación porcentual en el precio final de energía horario. En la figura 6-2-3 se puede ver la tarifa de energía horaria sin contribución ni subsidios para el usuario residencial de Medellín calculado a partir de la variación porcentual del precio de bolsa.

Figura 6-2-3 Tarifa de energía horaria Medellín



Elaboración propia a partir de (XM, 2018)

Con los datos de demanda y tarifa horaria se obtienen los insumos para calcular el costo total de energía eléctrica por hora y así determinar el costo total por año que tendría que pagar un usuario, este costo anual es tomado por el caso 2 y llamado compras a la red.

6.2.3.1 Medidor inteligente (MI)

Este dispositivo permite la medición y registro de energía activa, reactiva, aparente y la demanda para redes trifásicas, se puede conectar directamente a la red o por medio del transformador de corriente. El modo de medición de energía se puede registrar en valor absoluto o en dos flujos de energía (importación y exportación). Para el modelo se consideró un medidor bidireccional de marca ISKRAEMECO, referencia MT174 (medidor multitarifa de electricidad estática trifásica con indicador de demanda máxima y perfil de carga) y suministrada su ficha técnica y precio por ERCO ENERGIA (ERCO, 2018). El costo del medidor y datos técnicos se pueden ver en la tabla 6-2-3-1.

Tabla 6-2-3-1 Costos Medidor bidireccional

REFERENCIA MEDIDOR	PRECIO DE VENTA	DATOS TÉCNICOS
ISKRAEMECO-MT174	\$ 894.000	208~400V – 6A – 50 y 60HZ – 95%HR

Fuente (ERCO, 2018)

6.2.4 Sistema fotovoltaico

Para dimensionar un sistema solar en cualquier aplicación es necesario tener los datos de recurso solar del lugar donde se requiere este sistema, ya que con este dato se calcula la capacidad de generación del sistema, para efectos prácticos se tomó como referencia un indicador de generación diario por capacidad instalada para un sistema solar con paneles policristalinos, dicho indicador es netamente aplicable para la ciudad de Medellín y fue medido y suministrado por una empresa de instalaciones solares llamada ERCO ENERGIA (ERCO, 2018).

También se consideró la radiación solar promedio de la ciudad de Medellín para calcular el porcentaje de generación de energía por hora, de este modo teniendo el total de la radiación diaria, se puede saber el porcentaje de radiación en cada hora del día. La tabla 6-2-4 corresponde al promedio mensual y horario en donde se aprecia que entre las 12 y 2 de la tarde está el mayor porcentaje de radiación del día.

Tabla 6-2-4 Tabla de radiación promedio en Medellín

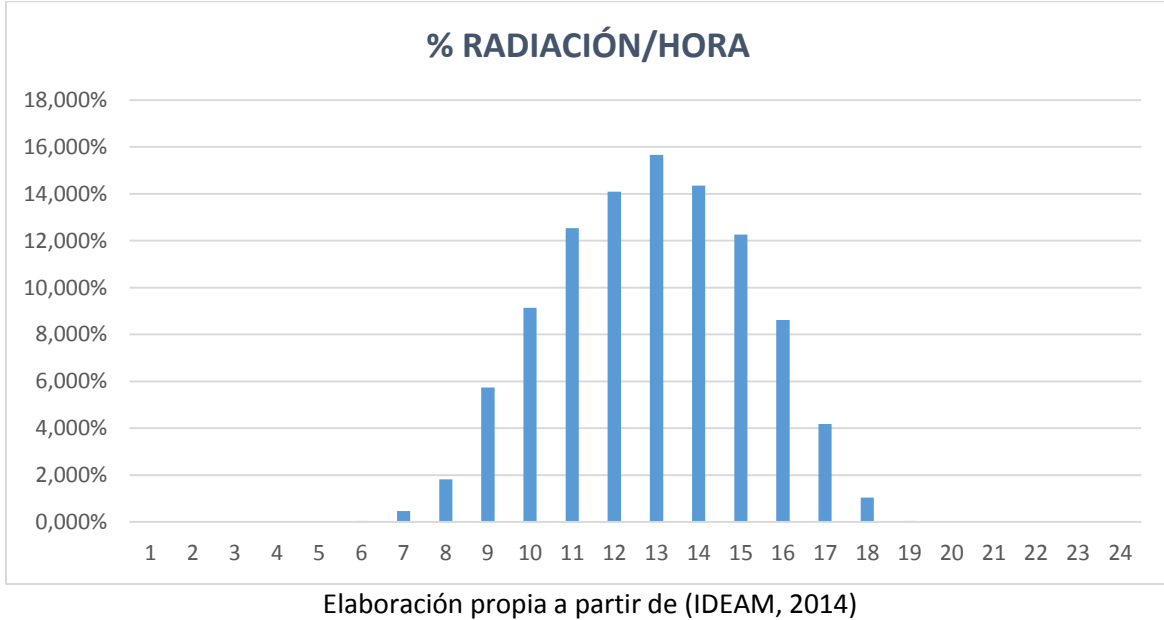
ESTACION METROMEDSELLIN (MEDELLÍN)												
PROMEDIO HORARIO DE LA RADIACIÓN (Wh/m ²)												
HORA	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0-1	0.5	0.7	0.3	0.2	0.1	0.2	0.3	0.2	0.3	0.2	0.2	0.3
1-2	0.3	0.5	0.3	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3
2-3	0.5	0.3	0.2	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.2	0.1	0.1	0.2
3-4	0.4	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1
4-5	0.3	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.1	0.1	0.1
5-6	0.0	0.0	0.1	0.2	0.4	0.4	0.3	0.2	0.3	0.6	0.6	0.1
6-7	15.6	15.8	23.2	36.3	42.7	43.8	38.2	35.5	43.7	44.0	40.6	25.6
7-8	105.1	105.3	108.5	154.0	165.4	166.4	159.3	151.4	165.5	173.9	174.4	152.9
8-9	252.6	266.6	265.3	315.5	328.5	337.7	331.2	333.5	342.6	354.6	345.6	323.0
9-10	399.7	431.2	423.0	505.6	486.9	487.8	492.6	509.3	526.5	502.9	501.5	461.7
10-11	501.0	577.1	546.1	613.7	587.7	567.4	612.3	644.6	643.2	602.5	598.9	577.0
11-12	539.3	589.9	614.5	642.5	590.6	617.1	647.3	653.6	685.9	616.1	614.0	609.5
12-13	602.2	624.1	684.2	614.0	579.4	658.7	683.3	668.1	682.4	610.8	624.8	645.3
13-14	571.4	610.4	570.9	537.4	503.3	609.2	633.9	613.6	583.9	503.9	506.8	553.8
14-15	480.1	493.2	460.1	424.0	416.3	502.6	526.8	498.1	457.2	354.0	370.6	420.0
15-16	345.5	328.7	292.7	239.8	279.9	350.5	377.6	367.4	303.2	216.5	224.1	260.5
16-17	179.4	185.3	146.4	114.2	142.0	196.4	207.2	213.5	155.2	100.5	95.4	107.2
17-18	40.6	52.5	43.6	28.8	33.9	51.2	60.3	58.1	33.9	12.3	11.4	17.5
18-19	2.1	3.3	2.2	1.1	0.9	1.7	2.8	2.1	1.3	0.6	0.6	1.0
19-20	1.2	1.5	0.7	0.5	0.4	0.5	0.8	0.6	0.7	0.5	0.4	0.7
20-21	1.0	1.2	0.6	0.4	0.3	0.3	0.6	0.5	0.5	0.4	0.3	0.6
21-22	0.9	1.1	0.5	0.3	0.2	0.3	0.5	0.4	0.4	0.3	0.3	0.5
22-23	0.7	1.0	0.4	0.2	0.2	0.3	0.4	0.4	0.5	0.2	0.4	0.5
23-0	0.6	0.8	0.4	0.2	0.2	0.2	0.4	0.3	0.3	0.2	0.3	0.4
Acumulada diaria	4034,7	4283,4	4160,8	4227,1	4157,9	4590,9	4773,3	4749,0	4624,8	4093,2	4109,3	4155,0



Fuente (IDEAM, 2014)

Para calcular el porcentaje de generación diaria del sistema fotovoltaico, se tomó la tabla anterior como referencia y se extrajeron los valores promedios para calcular el porcentaje de participación de la radiación por hora en la radiación total del día, a continuación, en la figura 6-2-4-1 se puede ver el resultado gráficamente.

Figura 6-2-4-1 Generación horaria porcentual del SFV



El cálculo de la generación total diaria se muestra en la ecuación 2 y está basado en la capacidad de generación diaria suministrada por ERCO ENERGÍA, el número total de paneles, la potencia pico y la degradación de estos.

$$Eg_{dia} = Eg_{kWp} * \#Paneles * Pp_{paneles} * d_{panel} \quad (2)$$

Donde:

Gg_{dia} : Generación del sistema fotovoltaico al día.

Eg_{kWp} : Capacidad de generación por 1kWp instalado en Medellín (ERCO, 2018)

$\#Paneles$: Cantidad de paneles del sistema fotovoltaico

$Pp_{paneles}$: Potencia pico del panel (SOLAR, 2018)

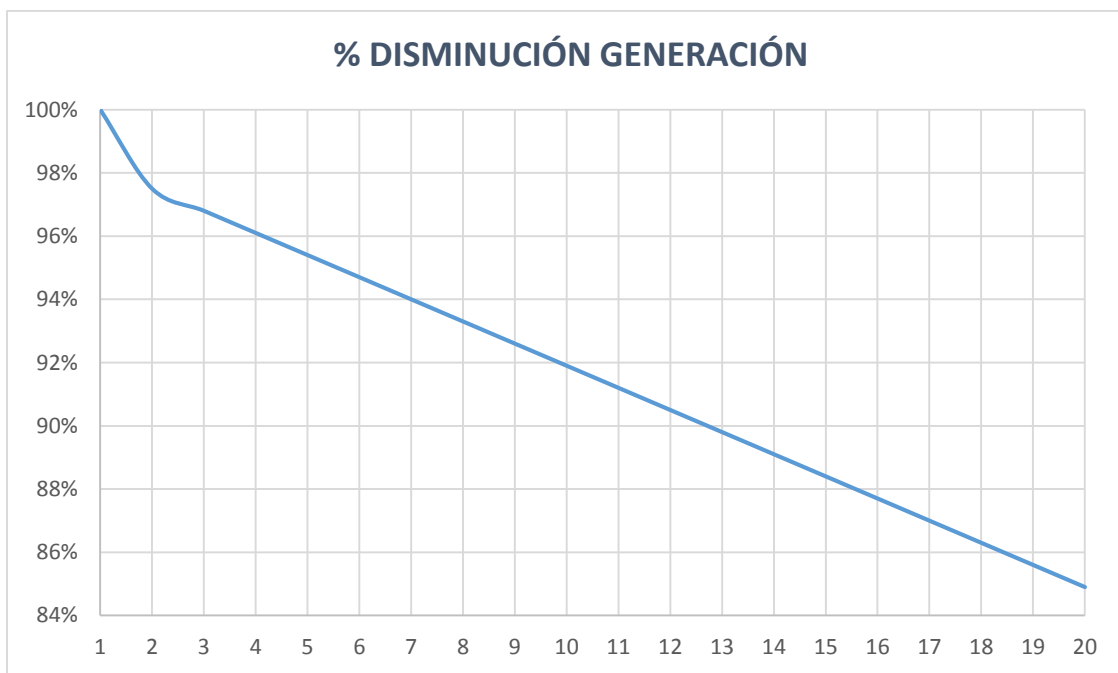
d_{panel} : Porcentaje de degradación anual del panel solar (SOLAR, 2018)

Para saber la generación total anual basta con multiplicar el valor de generación diario por el número de días del año, de esta forma se realizó el procedimiento para calcular la generación a lo largo de la vida del proyecto. En este módulo del sistema solar se realiza el cálculo de generación diario que es el resultado de la sumatoria de generación por hora, de esta forma se logra determinar

en cada hora del día las compras o ventas netas realizadas a la red y así mismo la sumatoria de las compras y ventas en el día, el dimensionamiento del sistema se realiza de tal forma que la resultante de compras sea un poco mayor que las ventas al finalizar el mes y el año en toda la vida del proyecto.

La degradación del panel es un factor muy importante en la proyección de costos y evaluación financiera de un proyecto fotovoltaico, pues el estándar de vida de vida de un proyecto es el número de años que tardan los paneles en llegar al 80% de la capacidad de generación, por tal motivo los fabricantes en sus fichas técnicas dan este valor y la gráfica de degradación. En la figura 6-2-4-2 se puede ver la disminución de la capacidad de generación del sistema fotovoltaico a lo largo de la vida del proyecto

Figura 6-2-4-2 Porcentaje de disminución en generación anual



Elaboración propia a partir de (SOLAR, 2018)

La determinación de la tarifa de venta de excedentes a la red la describe la CREG 030 de 2018, en donde expresa inicialmente que un Autogenerador a pequeña escala (AGPE) es aquel con capacidad instalada de generación de hasta 1MW de energía eléctrica y la capacidad debe ser igual o menor al 15% de la capacidad nominal del circuito o transformador al que está conectado, luego establece el precio de compra de excedentes de energía a la red, calculado en la ecuación 3.

$$C_{exc} = C_{imp_h} - C_{v_{m,i_h}} \quad (3)$$

Donde:

C_{exc} : Costo de excedentes

C_{imp_h} Y $C_{v_{m,i}_h}$ están explicadas en la ecuación 1, sin embargo, estas tarifas de energía y comercialización son horarias, lo cual hace que la venta de excedentes dependa de la tarifa horaria de energía eléctrica y por ende del precio de bolsa.

Para determinar las compras y ventas netas a la red, se debe calcular en cada hora del día los excedentes de energía o las importaciones, para esto se calcula el delta de energía horario en la ecuación 4

$$\Delta E_h = Dh - E_{g-h} \quad (4)$$

Donde:

ΔE_h : Delta de energía neta por hora

Dh : Demanda de energía en una hora específica

E_{g-h} : Energía generada en una hora específica

Si $\Delta E_h > 0$, quiere decir que en esa hora del día hay importación de energía

Si $\Delta E_h < 0$, quiere decir que en esa hora del día hay exportación de energía o la generación fotovoltaica supera la demanda de energía.

Luego de estimar las exportaciones e importaciones durante el día, se calculan las compras o ventas a la red para cada hora de acuerdo a la ecuación 5 y 6

$$C_{red-h} = \Delta E_h * C_{imp_h} \quad (5)$$

$$V_{red-h} = \Delta E_h * C_{exc} \quad (6)$$

Donde:

C_{red-h} : Compras de energía a la red en cada hora cuando $\Delta E_h > 0$.

V_{red-h} : Ventas de energía a la red en cada hora donde $\Delta E_h < 0$.

Las compras y ventas de energía a la red por hora se suman para tener una resultante de compras netas a la red diarias como se muestra en la ecuación 7, como se mencionó antes, el modelo está diseñado para que las compras sean mayores que las ventas de energía.

$$C_{netas-red} = C_{red} - V_{red} \quad (7)$$

Donde:

$C_{netas-red}$: Compras netas a la red durante un día

C_{red} : Sumatoria de compras de energía a la red por hora

V_{red} : Sumatoria de ventas de energía a la red por hora

Para determinar las compras netas a la red en el año, basta con multiplicar las compras netas a la red diarias por 360 días al año.

6.2.4.1 Costo del sistema fotovoltaico

Los costos incluidos en el modelo para el sistema on-grid o interconectado a la red eléctrica, fueron suministrados mediante cotizaciones y asesoría por la empresa ERCO ENERGIA, la cual tiene una trayectoria de 8 años en instalaciones fotovoltaica y eficiencia energética en la ciudad de Medellín. El sistema fotovoltaico para el caso de estudio comprende paneles policristalinos de 270Wp de la marca JINKO SOLAR, micro inversores marca ENPHASE de 235 a 400W, estructura, cableado y accesorios necesarios para efectuar la instalación, los costos y características de los equipos se pueden ver en la tabla 6-2-4-1.

Tabla 6-2-4-1 Costos por unidad de potencia del sistema fotovoltaico

COMPONENTES	COSTO POR UNIDAD	DATOS TÉCNICOS
PANEL JINKO SOLAR (SOLAR, 2018)	1834 \$/Wp	Policristalino, 270 Wp, 29 Vmax, 6,97 Amax, Eficiencia 16,5%
MICROINVERSION ENPHASE IQ6+	1904 \$/Wp	235~400W, 62 Vmax, Eficiencia 97%
Estructura, cableado y accesorios	1751 \$/Wp	Cumplimiento de RETIE
Instalación	761,6 \$/Wp	N/A

Elaboración propia a partir de (ERCO, 2018)

Los costos asociados en la tabla anterior son usados como un indicador de costo por unidad de generación pico por la facilidad de aumentar o disminuir la generación total y se mantenga el valor del costo constante, aunque se sabe que mientras más grande sea la instalación es mucho mejor el costo, para el caso residencial el descuento es despreciable. Adicional a la inversión inicial del sistema, cada año se debe tener en cuenta un gasto asociado a la operación y mantenimiento del sistema fotovoltaico, se estima que el valor está alrededor de un 2% del total del costo del sistema completo (M.Cellura, 2012).

6.2.5 Selección de vehículos

Para el caso 4, 5 y 6 se debe integrar el Vehículo Eléctrico y Vehículo a combustión interna con el fin de determinar la viabilidad del vehículo eléctrico y sistema HEMS frente al vehículo convencional, para esto se revisaron los vehículos presentes en el mercado colombiano y la disponibilidad de

eléctricos para seleccionar vehículos de condiciones similares en marca, estructura y uso. El modelo de vehículo seleccionado es el KIA SOUL en su modalidad eléctrico y a gasolina.

6.2.5.1 Vehículo eléctrico (VE)

El KIA SOUL EV es un vehículo eléctrico tipo hatchback, posee un motor eléctrico de imanes permanentes síncronos AC, alimentado a 360V y potencia máxima de salida de 81,4 kW, está equipado con una batería de 27 kWh para darle una autonomía promedio de 200 km, el tiempo estimado de carga es poco menos de 5 horas a una potencia de 6,6 kW y cuenta con garantía de 5 años o 100.000 km (MOTORS, 2018)

6.2.5.2 Vehículo convencional a combustión interna

El KIA SOUL 1.6L es un vehículo de combustión interna a gasolina, con las mismas condiciones de espacio y uso que el KIA SOUL EV, su eficiencia está alrededor de 40 km por galón de gasolina y cuenta con una garantía de 7 años o 150.000 km (MOTORS, 2018).

6.2.5.3 Análisis de recorrido

El recorrido de un vehículo al año depende del uso, si el vehículo fue adquirido para trabajo pesado, el deterioro de los componentes va a ser mucho mayor que para una aplicación de transporte familiar, en el caso de estudio se tomó el caso de uso moderado para emplear en condiciones familiares, donde las personas no se desplazan largos recorridos. Por lo tanto, se emplearon en el modelo recorridos desde 4000 km hasta 20000 km al año siendo un caso máximo, para el caso estándar se consideró un recorrido promedio para la ciudad de Medellín de 12000 km al año.

6.2.5.4 Costos de adquisición, mantenimiento e impuestos

Los costos asociados al mantenimiento de los vehículos comprenden todos los gastos correspondientes a repuestos, ajustes, cambios de fluidos, llantas, etc. Dichos costos dependen directamente del recorrido del vehículo, para los vehículos a combustión, en este caso para el KIA SOUL SUMMA 1.6, el costo de mantenimiento se divide en dos partes, las revisiones periódicas y el ciclo de cambio de llantas, para las revisiones periódicas se empleó un costo promedio de \$ 400.000 cada 5.000 kilómetros de recorrido, lo cual arroja un resultado de 80 \$/km (Motor, 2019), en cuanto al cambio de llantas de un vehículo, es difícil establecer exactamente su vida útil ya que depende de los hábitos de conducción, temperatura, presión de neumáticos, entre otros. Sin embargo, su vida útil es aproximadamente de 40.000 kilómetros (uncomo, 2017) y el costo de cada llanta es de alrededor de \$ 300.000 (Homecenter, 2019), con estos datos se calculó el costo por recorrido, dando como resultado 30 \$/km.

Con los datos anteriores se le atribuye al vehículo a combustión un costo de 110 \$/km como costo de mantenimiento, no obstante, para el VE no se puede utilizar el mismo costo dentro de la

evaluación dado que por su funcionamiento el mantenimiento es diferente y reducido debido, en parte, a que su menor componente mecánico no requiere operaciones rutinarias como la sustitución del aceite, filtro de aire o combustible, correa de distribución, entre otras, lo cual representa alrededor del 56% del costo total del mantenimiento del vehículo convencional a gasolina (motor, Revista motor, 2019), para efectos prácticos de evaluación, se tomó un costo de mantenimiento para el VE de 55 \$/km, es decir, la mitad del costo del vehículo a combustión.

El costo de mantenimiento de los vehículos estudiados no es una variable para el modelo realizado, dado que el rango de recorrido estudiado es para el sector residencial donde los desplazamientos no son grandes como en vehículos de servicio público, en donde estos últimos si podrían marcar gran diferencia en los resultados de los VPN. No obstante, dentro de los anexos se plantea una variación en los costos de mantenimiento del VE.

Para estimar el costo anual del mantenimiento, basta con multiplicar el recorrido del vehículo al año y el costo estimado por kilómetro recorrido.

Los costos de adquisición de los vehículos fueron tomados de cotizaciones realizadas con el concesionario de vehículos KIA autorizado, el modelo de los vehículos y su referencia comercial es para el año 2019. En la tabla 6-2-5-4-1 se muestra costos y modelo cotizado.

Tabla 6-2-5-4-1 Costos y referencia de vehículos

REFERENCIA VEHICULO	PRECIO DE VENTA	MODELO (AÑO)
KIA SOUL [2] EV SX	\$ 135'200.000	2019 nuevo
KIA SOUL SUMMA 1.6 TP	\$ 70'400.000	2019 nuevo

Elaboración propia a partir de (MOTORS, 2018)

Como se puede ver en la tabla anterior, para los vehículos tomados se tiene una diferencia grande en costos de adquisición, esta diferencia radica en la tecnología y la poca adopción de VE en el país, lo cual hace que los VE tenga un costo más elevado que su homologa a combustión interna. Basado en los costos de venta de los vehículos, el gobierno mediante el ministerio de transporte y por medio de la resolución 5476 del 03 de noviembre de 2017 establece la base gravable para el cobro de impuestos, dicha base gravable está constituida por el valor comercial de los vehículos anualmente (transporte, RESOLUCIÓN 5476, 2017). Los impuestos de rodamiento para vehículos particulares se calculan multiplicando la base gravable o avalúo por un porcentaje determinado de acuerdo a unos rangos de avalúos establecidos en la tabla 6-2-5-4-2.

Tabla 6-2-5-4-2 Tarifa de impuesto según base gravable del automotor

BASE GRAVABLE	TARIFA
Hasta \$ 45'272.000	1.5%
De \$ 45'272.000 y hasta \$ 101'860.000	2.5%
Más de \$ 101'860.000	3.5%

Elaboración propia a partir de (Hacienda, 2018)

De acuerdo a la tabla anterior, en el modelo se tienen en cuenta los rangos de avalúo para calcular los impuestos de los vehículos a lo largo de la vida del proyecto, pero este valor de impuesto no es constante, cada año los vehículos pierden valor comercial y por lo tanto su base gravable es menor. Para estimar el valor comercial de los vehículos, se tomaron los precios de venta del KIA SOUL SUMMA 1.6 TP de la revista motor desde el año 2015 al 2018, con estos 4 precios se determinó la variación de pérdida de valor anual del vehículo respecto al valor de mercado del 2019 y se aplicó dicho porcentaje al VE para igualmente conocer el comportamiento en el costo del valor comercial a lo largo de la vida del proyecto. En la tabla 6-2-5-4-3 se muestra la base gravable para el KIA SOUL SUMMA 1.6 TP y la variación de pérdida de valor comercial anual.

Tabla 6-2-5-4-3 Base gravable KIA SOUL SUMMA 1.6 TP y pérdida de valor comercial

AÑO	Base gravable KIA SOUL SUMMA 1.6 TP	% Perdida valor total
2015	\$ 42.600.000,00	39,49%
2016	\$ 45.800.000,00	34,94%
2017	\$ 49.300.000,00	29,97%
2018	\$ 53.000.000,00	24,72%
2019	\$ 70.400.000,00	Nuevo

Elaboración propia a partir de (motor, Usados Importados, 2018)

Así mismo en la tabla 6-2-5-4-4 se puede ver el cálculo de la base gravable para el KIA SOUL EV SX a partir del porcentaje de pérdida de valor total de la tabla anterior.

Tabla 6-2-5-4-4. Base gravable KIA SOUL EV SX y pérdida de valor comercial

AÑO	Base gravable KIA SOUL EV SX	% Perdida valor total
2015	\$ 81.811.363,00	39,49%
2016	\$ 87.956.818,00	34,94%
2017	\$ 94.678.409,00	29,97%
2018	\$ 101.784.090,00	24,72%
2019	\$ 135.200.000,00	Nuevo

Elaboración propia.

Como la vida del proyecto es de 20 años y los datos de base gravable se extrajeron para los primeros 4 años, se realizó un promedio de la variación anual de pérdida de valor, sin tener en cuenta el primer año ya que es un porcentaje muy elevado de pérdida de valor comercial, dicha variación dio como resultado el 4.92% de pérdida de valor comercial por año y se toma para ambos vehículos.

6.2.5.5 Costos de revisión técnica y seguros

Otras variables de entrada importantes para tener en cuenta en el análisis de costos de los vehículos son los costos anuales fijos que se deben asumir para mantener dentro del margen de la ley los vehículos y puedan circular normalmente. Además del impuesto de rodamiento que es variable según el valor comercial también se debe adquirir el seguro obligatorio de accidentes de tránsito (SOAT), el cual cubre el costo de servicio de salud, muerte, indemnizaciones por incapacidad y transporte en caso de tener un accidente de tránsito, la tarifa del SOAT depende del tipo de vehículo, para autos familiares con modelos desde 2009 en adelante se establecen las tarifas expuestas en la tabla 6-2-5-5-1.

Tabla 6-2-5-5-1 Tarifa SOAT autos familiares

Código tarifa	Cilindraje C.C	Prima	Contribución	Prima con contribución + tasa RUNT
51	Menos de 1500 c.c.	\$198.900	\$99.450	\$300.250
52	Entre 1500 - 2500 c.c.	\$242.400	\$121.200	\$365.500
53	Más de 2500 c.c.	\$283.300	\$141.650	\$426.850

Fuente (SURA, 2018)

Para el caso del KIA SOUL SUMMA 1.6 TP la tarifa del SOAT corresponde al código 52, ya que es un vehículo que está entre 1500 y 2500 c.c. En el caso del KIA SOUL EV SX la tarifa sería el código 51 dado que la circular externa 032 de 2009 de la superintendencia financiera de Colombia establece que las tarifas máximas anuales a cobrar en la expedición del SOAT para vehículos eléctricos corresponderán a la determinada para el menor cilindraje dentro de la correspondiente categoría (Superfinanciera, 2009).

Otro gasto es la revisión técnico-mecánica y corresponde a una revisión anual para todos los vehículos automotores en la cual se verifican las condiciones mecánicas, ambientales y de seguridad. Dicha revisión se debe realizar conforme a la ley 769 de 2002 del código de tránsito en sus artículos 28, 50, 51, 52, 53 y 54 y las resoluciones 3500 de 2005 y 2200 de 2006 de los ministerios de medio ambiente y transporte (movilidad, 2018). La tarifa de la revisión varía según el tipo de vehículo, en el caso de autos particulares la tarifa es de \$193.200 (transporte, Car center, 2018).

Además del SOAT y revisión técnico-mecánica que son tarifas obligatorias, se incluye en el modelo el gasto por seguro todo riesgo, el cual es un seguro adicional que cubre todos los daños que se pueden ocasionar en un accidente de tránsito, daños a terceros, ambientales, morales, psicológicos, etc. También cubre daños por eventos naturales, respaldo judicial, amparo patrimonial, pérdida parcial o total del vehículo, etc. Este seguro mencionado es muy importante a la hora de comprar y mantener un auto, pues cubre y preserva el vehículo hasta el día de venta de este. El costo para los vehículos del caso de estudio también varía y dependen del valor comercial, en la tabla 6-2-5-5-2 se muestran los valores cotizados y suministrados por SURAMERICANA DE SEGUROS para los autos del caso de estudios modelo 2019.

Tabla 6-2-5-5-2 Tarifa de seguro todo riesgo KIA SOUL SUMMA 1.6TP Y EV SX

REFERENCIA VEHICULO	TARIFA SEGURO	MODELO (AÑO)
KIA SOUL [2] EV SX	\$ 2'970.748	2019 nuevo
KIA SOUL SUMMA 1.6 TP	\$ 2'821.635	2019 nuevo

Elaboración propia a partir de (SURA, 2018)

6.2.5.6 Costos de movilidad

Inicialmente para estimar los costos asociados de movilidad, se debe aclarar que los VE no emplean ningún tipo de combustible, su alimentación es con energía eléctrica que en el caso de estudio va a ser tomada de la red eléctrica residencial, por ende, para estimar el costo de que genera mover el vehículo se debe saber la cantidad de kilómetros recorridos al año y determinar el número de kilómetros recorridos en el día. El cálculo del costo adicional a pagar a la red eléctrica lo determina la ecuación 8.

$$C_{red_VE} = \left(\frac{R_{dia}}{A_{VE}} * T_{ch_{0\sim 100\%}} \right) * P_{ch} * C_{imp_{hora}} \quad (8)$$

Donde:

C_{red_VE} : Compras a la red eléctrica residencial en determinada hora del día (\$)

R_{dia} : Kilometraje promedio recorrido por el vehículo (km).

A_{VE} : Capacidad de recorrido con 100% de la carga (km).

$T_{ch_{0\sim 100\%}}$: Tiempo de carga del vehículo de 0 a 100% - depende del cargador empleado (horas).

P_{ch} : Potencia de carga del cargador del vehículo (kW).

$C_{imp_{hora}}$: Costo unitario de energía en una hora determinada del día (\$/kW).

En la ecuación 8 está inmerso el cálculo del porcentaje de descarga de la batería y el tiempo que tarda en cargar ese consumo diario, todo esto para calcular la cantidad de energía necesaria que se requiere recobrar en un día.

Para cargar los VE se requiere de un sistema de recarga o cargadores inteligentes, los cuales pueden ser variables en potencia de entrega de energía, usualmente la recarga a baja potencia se realiza mediante cargadores de 3,5 a 7,5 kW y la recarga rápida o de alta potencia se realiza por medio de cargadores con capacidades alrededor de 50 kW, para uso residencial a menudo se utilizan cargas lentas, las cuales pueden hacer la recarga 5 horas promedio para una batería de 30 kWh. El cargador inteligente contemplado en el modelo es de una potencia de 7,2 kW de potencia y 16 Amperios, el cual carga el vehículo contemplado en aproximadamente 4,6 horas de 0 a 100%, dicho cargador es de la marca CIRCONTROL referencia E-HOME, comercializado y suministrados sus datos técnicos y costos de venta por la empresa ERCO ENERGIA (ERCO, 2018), a continuación en la tabla 6-2-5-6 se muestra el costo y algunos datos técnicos del equipo en mención.

Tabla 6-2-5-6 Costo cargador VE eHOME

REFERENCIA CARGADOR VE	PRECIO DE VENTA	DATOS TÉCNICOS
CCL – eHOME T2C32	\$ 3'574.000	7,2 kW – 230V -32A – Fase + Neutro – IP 54 – Estado de carga mediante indicador LED

Elaboración propia a partir de (ERCO, 2018)

Para el vehículo convencional a combustión interna se determina el costo de movilidad de una forma más sencilla, basta con conocer la eficiencia en kilómetros por galón de combustible, además

del costo del combustible en Colombia actualmente y el recorrido del vehículo al día, en la ecuación 9 se muestra el cálculo del costo de combustible diario.

$$CComb_{dia} = \frac{R_{dia}}{Ef_{vc}} * Pgal_c \quad (9)$$

Donde:

$CComb_{dia}$: Costo de combustible diario.

R_{dia} : Kilometraje promedio recorrido diariamente por el vehículo (km).

Ef_{vc} : Cantidad de kilómetros por galón de combustible consumido (km/gal).

$Pgal_c$: Precio de venta de combustible extra en Colombia (\$) (energía, 2018).

Para calcular las compras a la red y compra de combustible anuales para KIA SOUL EV SX y KIA SOUL SUMMA 1.6 TP respectivamente, se debe multiplicar esos valores diarios arrojados por las ecuaciones 8 y 9 por el número de días al año, ya que en los flujos de caja para cada año de la vida del proyecto se deben incorporar todos estos datos de compras anuales.

6.2.6 Sistema de administración de energía en el hogar (HEMS)

El sistema HEMS utilizado en el modelo se basa en la optimización de la carga del VE, debido a la gran demanda de energía que conlleva la carga de los vehículos eléctricos y el impacto que podrían generar en la demanda en horas pico, se hace necesario evaluar la rentabilidad del sistema contemplando los costos de adquisición del equipo y el funcionamiento de este.

En el modelo se considera un sistema HEMS básico, es decir, no administra la energía de electrodomésticos, iluminación, calentador ni el sistema fotovoltaico, pues para el caso del usuario residencial con ventas a la red es innecesario controlar la generación fotovoltaica debido a que el consumo en gran medida se da en horas nocturnas donde ya fue aprovechada o vendida la energía proveniente del sistema fotovoltaico. Así que para el caso del HEMS se tiene únicamente la comunicación entre el medidor bidireccional y el cargador del vehículo eléctrico, dicho medidor puede entregar información de precios horarios, curva de demanda, demanda máxima, entre otras variables.

Con la información de precios dinámicos de energía o precios horarios, se programa el sistema HEMS para determinar mediante históricos de precios la hora óptima y de menor precio de energía para comenzar la carga del VE, en la ecuación 10 se muestra el cálculo del costo del consumo de energía para el VE con HEMS.

$$Cred_{VE+HEMS} = \left(\frac{R_{dia}}{AVE} * Tch_{0-100\%} \right) * P_{ch} * Cimp_{hora-min} \quad (10)$$

Donde:

$C_{red_{VE+HEMS}}$: Compras a la red eléctrica residencial en hora de menor precio (\$).

R_{dia} : Kilometraje promedio recorrido diariamente por el vehículo (km).

A_{VE} : Capacidad de recorrido con 100% de la carga (km).

$T_{ch_{0\sim 100\%}}$: Tiempo de carga del vehículo de 0 a 100% - depende del cargador empleado (horas).

P_{ch} : Potencia máxima del cargador del vehículo (kW).

$C_{imp_{hora-min}}$: Costo unitario de energía en hora de menor precio (\$/kW).

Dependiendo del tiempo requerido para cargar el VE, el cual se calcula con la primera parte de la ecuación 8 y 10 entre paréntesis, se calculan los costos para cada hora empleada para la carga, siendo la hora 1 la del menor costo de energía eléctrica, al final se obtiene la sumatoria de los costos para las horas o fracciones horarias requeridas para obtener una carga del 100%.

El costo del sistema HEMS fue suministrado por ERCO ENERGIA y comprende un sistema de control con señales de entrada para el cargador del VE, medidor bidireccional y sistema fotovoltaico, además de acceder a una plataforma web para controlar la alimentación de energía del cargador al VE y también poder monitorear la generación del sistema fotovoltaico.

Tabla 6-2-6 Costo HEMS ERCLLOUD

HEMS	PRECIO DE VENTA	CARACTERISTICAS
ERCLLOUD	\$ 990.000	Sistema de control y monitoreo para carga de VE y generación fotovoltaica.

Elaboración propia a partir de (ERCO, 2018)

6.3 Análisis de variables económicas

Para evaluar el impacto económico de las REI en el usuario residencial en Colombia, inicialmente se evalúa el escenario base o el caso 1 del modelo financiero, en donde básicamente se tienen costos anuales, los cuales corresponden a las compras realizadas a la red eléctrica según la demanda y el estrato de la vivienda, para los demás casos no hay cambios significativos en la metodología utilizada, pues el VPN trae a valor presente todos los gastos o ingresos generados en el periodo de tiempo o vida del proyecto, que para el modelo empleado se consideró de 20 años.

6.3.1 Evaluación de LCOE

Para evaluar los casos donde se integren opciones energéticas, no se debe considerar únicamente los costos de inversión y costos anuales del flujo de caja, ya que el resultado solo compara los VPN entre casos y por este motivo se evalúa el LCOE.

El costo de energía nivelado como se explica en la metodología se define además como el costo total de la inversión a lo largo de la vida del proyecto dividido entre la energía generada por dicha inversión, lo cual da como resultado un costo de energía por kW y que a nivel económico sería el costo de venta de energía traído al presente por medio del VPN. Cuando se está hablando de sistemas interconectados el cálculo del LCOE cambia un poco debido a que durante ciertas horas se está importando o exportando energía de la red, lo cual hace que la energía producida es la misma energía demandada y el factor de degradación afecta únicamente la producción de energía fotovoltaica, lo cual hace que las compras anuales a la red vayan aumentando durante la vida útil del proyecto.

En la ecuación 11 se muestra la forma de calcular el LCOE con interconexión a la red

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{I_t + O_y M + F_t + C_{netas-Año}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{Ed}{(1+r)^t}} \quad (11)$$

Donde:

I_t : Costos de inversión

O y M : Costos de operación y mantenimiento anuales

F_t : Costos de combustibles

Ed : Energía demandada en cada año

$C_{netas-Año}$: Compras netas a la red anuales

r : Tasa de descuento

n : Vida útil del proyecto

t : Paso anual

Como se puede ver en el cálculo del LCOE, las variables contempladas son anuales, los costos de inversión, operación y mantenimiento, energía demandada y compras netas a la red son valores absolutos anuales calculados y dimensionados, mientras que la vida útil de proyecto y la tasa de descuento son variables económicas del modelo.

6.3.1.1 Tasa de descuento (r)

La tasa de descuento está asociada a la cuantificación del dinero en el tiempo y es una tasa fundamental en la evaluación de proyectos, esta reflejará el costo de oportunidad de la opción de inversión para los tomadores de decisiones. Teniendo en cuenta que los proyectos de REI para el sector residencial son aplicable en mayor medida a personas naturales y que la tasa de un CDT es la segunda mejor opción de inversión, en el modelo se toma la tasa de descuento como la tasa real promedio de un CDT (certificado de depósito a término) de 360 días menos el valor de la inflación promedio anual para el año 2018 (Jiménez M, 2014).

La tasa del CDT fue tomada en un 5,18% según reporte del mes de septiembre de la Superfinanciera de Colombia, en los análisis de tasas de captación por plazos y montos (Superfinanciera s. f., 2018).

El informe de inflación del banco de la república manifiesta que la inflación cerró en el 3,18% anual, (Republica B. d., 2018).

6.3.1.2 Vida útil del proyecto (n)

El tiempo de evaluación de un proyecto con sistemas de generación de energía fotovoltaica es determinado generalmente por el ciclo de vida de los paneles fotovoltaicos, como se mencionó anteriormente en la descripción del modelo del sistema fotovoltaico, en la gráfica de degradación (figura 6.2.4.2) se contempla una vida útil del proyecto de 20 años.

6.4 Parámetros del modelo

En esta sección se darán a conocer los parámetros mencionados en la metodología y descripción del modelo y que no se dio a conocer su valor, se mostrarán 2 tablas, una para parámetros económicos y otra para parámetros técnicos.

6.4.1 Parámetros económicos

Tabla 6-4-1 Parámetros económicos del modelo

Parámetro	Descripción	Unidades	Valor
n	Vida útil del proyecto	Años	20
r	Tasa de descuento EA	%	2

6.4.2 Parámetros técnicos

Tabla 6-4-2 Parámetros técnicos del modelo

Parámetro	Descripción	Unidades	Valor
$P_{p_{paneles}}$	Potencia pico del panel utilizado	W	270
$E_{g_{kWp}}$	Energía generada diaria por kWp instalado	kWh/kWp*día	3,83
$\#Paneles$	Cantidad de paneles del arreglo	u	4
d_{panel} Año 1	Degradación panel primer año instalado	%	2,5
d_{panel}	Degradación panel luego del primer año	%	0,7
$C_{mtto-VC}$	Costo de mantenimiento vehículo convencional	\$/km	110
$C_{mtto-VE}$	Costo de mantenimiento vehículo eléctrico	\$/km	55
PVC	Pérdida de valor comercial en vehículos	%	4,92
A_{VE}	Autonomía del vehículo eléctrico	Km	200
$T_{ch_{0-100\%}}$	Tiempo de carga de 0 a 100%	horas	4,6
P_{ch}	Potencia de carga del cargador eHOME	W	7,2
$E_{f_{VC}}$	Eficiencia del vehículo a combustión	Km/galón	40
P_{gal_c}	Precio del galón de gasolina	\$	9500

6.5 Supuestos del modelo

En esta sección se listarán numéricamente los supuestos que se emplearon para acotar el modelo financiero propuesto.

1. El horizonte del proyecto es de 20 años, iniciando en el año 2019 y finalizando en el año 2039, con un paso de tiempo de 1 año.
2. La generación del sistema fotovoltaico no supera la demanda de energía del hogar, por lo tanto, siempre habrá que comprar energía de la red y los excedentes de la generación se venderán a la red eléctrica considerando el precio actual de energía y la tarifa de comercialización constante.
3. Los precios de energía eléctrica y la demanda de energía se consideraron constantes teniendo en cuenta que la evaluación principal es para el estrato 4 de Medellín sin subsidios ni contribuciones en el precio de energía eléctrica.
4. Para el cálculo de los vehículos se tomaron las tarifas de seguro todo riesgo, SOAT, revisión técnico-mecánica y galón de combustible constantes anuales, además de compra y venta de los vehículos a los 10 años del proyecto (sin incluir cambio de baterías para el VE ni reparación de motor para el vehículo convencional) teniendo en cuenta la tendencia de precio de venta de ambos vehículos que se describe en la sección de análisis de sensibilización.
5. La recarga de energía en los vehículos eléctricos se realiza de una forma parcial y en el hogar, diariamente se requiere cargar el porcentaje faltante, las horas de carga son a las 7 pm y 3 am, sin sistema HEMS y con sistema HEMS respectivamente, conforme a lo indicado en la figura 6-2-3 la cual muestra la tarifa horaria para la ciudad de Medellín, y en donde el horario de mayor demanda y costo es a las 7 pm y de menor demanda y costo es a las 3 am.
6. Las curvas de aprendizaje del precio de sistemas fotovoltaico y costos de vehículos siguen el comportamiento mundial.

En síntesis, en el capítulo 6 se da una explicación detallada de cada caso de estudio, explicando cada una de las variables de entrada, equipos implementados, ecuaciones y gráficas que describen el modelo realizado, además, también están los parámetros y supuestos del modelo, que son de gran importancia para acotar el problema de investigación. En el capítulo 7 se muestran los resultados obtenidos para cada uno de los casos de estudio.

Capítulo 7. Resultados

7.1 Resultados para condiciones estándares

Se entiende como condiciones estándares los datos relacionados a la demanda y precio de energía para estrato 4 en la ciudad de Medellín, así mismo, en la evaluación del VE y del vehículo convencional se toma un recorrido estándar de un vehículo particular de 12000 kilómetros al año, los demás datos están explicados y mencionados en parámetros técnicos y supuestos del modelo.

7.1.1 Resultados Caso 1, 2 y 3

Tabla 7-1-1 Resultados condición estándar caso 1, 2 y 3

	Caso 1	Caso 2	Caso 3
n	$C_{netas-Año}$	$I_t + C_{netas-Año}$	$I_t + C_{netas-Año}$
0	\$ -	-\$ 894.000,00	-\$ 7.644.648,00
1	-\$ 956.734,68	-\$ 963.657,99	-\$ 350.472,49
2	-\$ 956.734,68	-\$ 963.657,99	-\$ 368.468,41
3	-\$ 956.734,68	-\$ 963.657,99	-\$ 373.507,26
4	-\$ 956.734,68	-\$ 963.657,99	-\$ 378.546,12
5	-\$ 956.734,68	-\$ 963.657,99	-\$ 383.584,98
6	-\$ 956.734,68	-\$ 963.657,99	-\$ 388.623,83
7	-\$ 956.734,68	-\$ 963.657,99	-\$ 393.662,69
8	-\$ 956.734,68	-\$ 963.657,99	-\$ 398.701,55
9	-\$ 956.734,68	-\$ 963.657,99	-\$ 403.740,40
10	-\$ 956.734,68	-\$ 963.657,99	-\$ 408.779,26
11	-\$ 956.734,68	-\$ 963.657,99	-\$ 413.818,12
12	-\$ 956.734,68	-\$ 963.657,99	-\$ 418.856,97
13	-\$ 956.734,68	-\$ 963.657,99	-\$ 423.895,83
14	-\$ 956.734,68	-\$ 963.657,99	-\$ 428.934,69

15	-\$ 956.734,68	-\$ 963.657,99	-\$ 433.973,55
16	-\$ 956.734,68	-\$ 963.657,99	-\$ 439.012,40
17	-\$ 956.734,68	-\$ 963.657,99	-\$ 444.051,26
18	-\$ 956.734,68	-\$ 963.657,99	-\$ 449.090,12
19	-\$ 956.734,68	-\$ 963.657,99	-\$ 454.128,97
20	-\$ 956.734,68	-\$ 963.657,99	-\$ 459.167,83
VPN	-\$ 15.337.238,57	-\$ 16.324.695,55	-\$ 14.022.705,33
LCOE	\$/kWh 408,63	\$/kWh 434,94	\$/kWh 373,61

Elaboración propia.

Como se indica en la descripción del modelo, el caso 1 corresponde al caso actual, donde se tiene la demanda de energía y precio para estrato 4, el resultado de $C_{netas-Año}$ son las compras de energía eléctrica a la red cada año, lo cual a lo largo de la vida del proyecto con la tasa de descuento propuesta se determina el VPN y LCOE según el método de cálculo ya visto en el capítulo 6.

Para el caso 2, se muestra además de las compras netas a la red, la compra de equipo para la medición inteligente, dando como resultado del flujo el VPN y LCOE.

Para el caso 3 correspondiente al análisis del sistema fotovoltaico, se muestra una inversión inicial del medidor inteligente y el SFV, luego como en los dos casos anteriores se determinan las compras netas a la red, pero en este caso está sumado el mantenimiento del SFV anual, dando como resultado el VPN y LCOE.

7.1.2 Resultados Caso 4, 5 y 6

Tabla 7-1-2 Resultados condición estándar caso 4, 5 y 6

	Caso 4	Caso 5	Caso 6
n	$I_t + C_{netas-Año}$	$I_t + C_{netas-Año}$	$I_t + C_{netas-Año}$
0	-\$ 146.418.648,00	-\$ 78.044.648,00	-\$ 147.408.648,00
1	-\$ 5.188.436,83	-\$ 6.398.272,49	-\$ 5.073.328,75
2	-\$ 5.028.790,71	-\$ 6.323.768,41	-\$ 4.913.682,62
3	-\$ 4.865.789,79	-\$ 6.241.307,26	-\$ 4.750.681,70

Evaluación de impacto económico de las REI en el usuario residencial de Colombia

4	-\$ 4.717.192,28	-\$ 5.740.346,12	-\$ 4.602.084,19
5	-\$ 4.555.791,75	-\$ 5.693.384,98	-\$ 4.440.683,66
6	-\$ 4.394.391,21	-\$ 5.646.423,83	-\$ 4.279.283,12
7	-\$ 4.232.990,67	-\$ 5.599.462,69	-\$ 4.117.882,58
8	-\$ 4.071.590,14	-\$ 5.552.501,55	-\$ 3.956.482,05
9	-\$ 3.910.189,60	-\$ 5.505.540,40	-\$ 3.795.081,51
10	-\$ 35.693.969,74	-\$ 57.888.328,12	-\$ 35.578.861,65
11	-\$ 4.104.259,98	-\$ 6.533.697,91	-\$ 3.989.151,89
12	-\$ 4.017.917,52	-\$ 6.447.355,45	-\$ 3.902.809,43
13	-\$ 3.931.575,06	-\$ 6.361.012,98	-\$ 3.816.466,97
14	-\$ 3.396.058,26	-\$ 5.825.496,19	-\$ 3.280.950,17
15	-\$ 3.346.268,33	-\$ 5.775.706,25	-\$ 3.231.160,24
16	-\$ 3.296.478,39	-\$ 5.725.916,32	-\$ 3.181.370,30
17	-\$ 3.246.688,46	-\$ 5.676.126,38	-\$ 3.131.580,37
18	-\$ 3.196.898,52	-\$ 5.626.336,45	-\$ 3.081.790,43
19	-\$ 3.147.108,59	-\$ 5.576.546,51	-\$ 3.032.000,50
20	\$ 19.888.597,90	\$ 17.459.159,97	\$ 20.003.705,99
VPN	-\$ 218.947.406,54	-\$197.710.216,79	-\$ 218.072.718,05

Elaboración propia.

Los resultados expresados en la tabla 7-1-2 para el caso 4 en cada año evaluado, representan las compras netas a la red, compra de equipo para la medición inteligente, inversión del sistema fotovoltaico con su mantenimiento anual, compra de VE, cargador para VE, costos de mantenimiento, impuestos, Seguros y venta del VE usado, además del cálculo del VPN.

En el año 10, el flujo de caja arroja un valor muy elevado comparado con la secuencia de datos de la tabla, dicho valor es el resultado de la compra de un nuevo vehículo eléctrico de las mismas condiciones que el comprado inicialmente, sin embargo, el vehículo con 10 años de antigüedad no es chatarrado sino vendido. El precio de venta del usado es calculado por mediante la base gravable con el modelo usado para determinar la pérdida del valor comercial de los vehículos y de donde se

sacaron los datos para calcular los impuestos anuales, esto se puede ver en la sección 6.2.5.4, sin embargo, la compra del vehículo nuevo se realizó con una proyección del costo descrita en la sección 7.2.1.

Los resultados para el caso 5, muestran gran diferencia debido a que se integran todos los costos asociados al vehículo a combustible o convencional analizado, manteniendo todos los sistemas del caso 3, se incluyen como adicional los costos de combustible y mantenimiento, impuestos, seguros y venta del vehículo usado, dando como resultado igualmente el VPN. Cabe resaltar que el resultado de este caso es netamente para comparar con el caso 4.

Para el caso 6 se mantienen todos los costos de caso 4, sin embargo, se incluye como adicional la compra del HEMS. La evaluación del caso 6 se realiza con el fin de comparar el impacto económico que genera cargar el VE en horas de menor precio de energía.

7.1.3 Análisis de Resultados para condiciones estándares

Los resultados anteriores se pueden analizar desde dos puntos, el primero se basa en la comparación de los tres primeros casos y el segundo compara los casos 4, 5 y 6, a continuación, en la tabla 7-1-3-1 se muestra el consolidado de resultados de los casos 1, 2 y 3.

Tabla 7-1-3-1 Resultados casos 1, 2 y 3 condiciones estándares

	CASO 1	CASO 2	CASO 3
VPN	-\$ 15.337.238,57	-\$ 16.324.695,55	-\$ 14.022.705,33
LCOE	\$/kWh 408,63	\$/kWh 434,94	\$/kWh 373,61

Elaboración propia.

En la tabla anterior se muestra un aumento en el VPN del caso 2 con respecto al caso 1 (caso base) y se debe a los costos adicionales pagados por el Medidor Inteligente, aunque se pensaría que las compras a la red serían menores al instalar el MI, lo cierto es que la variación porcentual del precio de bolsa impacta fuertemente el costo en las horas pico, lo cual hace que al calcular el costo total de energía diario se pague más que lo calculado para el caso 1. Así mismo el LCOE del caso 2 es más elevado que en el caso 1.

Para el caso 3 se tiene como resultado un VPN y LCOE 8,6% más bajo en comparación con el caso 1, y se debe inicialmente a que los costos de adquisición del sistema fotovoltaico tienen un precio comercial viable, los costos de comercialización para efectuar las ventas de excedentes de energía a la red son moderados y la generación de energía diaria es buena debido a las condiciones climáticas de la ciudad de Medellín, por lo tanto, variando alguno de los factores anteriores se puede ver muy afectado el resultado obtenido.

En el segundo punto de análisis, se comparan los casos 4, 5 y 6 en el consolidado de la tabla 7-1-3-2.

Tabla 7-1-3-2 Resultados casos 4, 5 y 6 condiciones estándares

	CASO 4	CASO 5	CASO 6
VPN	-\$ 218.947.406,54	-\$ 197.710.216,79	-\$ 218.072.718,05

Elaboración propia.

Los resultados obtenidos en la tabla anterior contienen las tecnologías del caso 3 sumado lo correspondiente a casa caso, el VPN del caso 5 es 9,7% menor que el del caso 4, esto representa que el vehículo eléctrico en las condiciones ya mencionadas no es rentable, sin embargo, en el análisis de sensibilidad se profundizará en dos variables críticas, las cuales son el recorrido, impuestos y costo de energía eléctrica.

Respecto al caso 6 comparado con el caso 4 se muestra un ahorro del 0.4%, lo cual es mínima a lo largo de la vida del proyecto, lo cual indica que instalar un sistema HEMS es indiferente en las condiciones evaluadas.

7.2 Análisis de sensibilidad

En el análisis de sensibilidad se varían ciertos datos del modelo que se explicarán a continuación, es necesario mover ciertas variables para conocer el comportamiento de los resultados en los diferentes casos, la primera variable es el año de inicio del proyecto y proyección de costos de algunos elementos al 2030, otras variables son el precio o tarifa de energía eléctrica y demanda energética para incluir el estrato 3 y 5 dentro del horizonte de análisis, también es importante variar los kilómetros recorridos por los vehículos al año, debido a que no todos los usuarios residenciales recorren las mismas distancias y mucho menos en otras ciudades del país, además se aborda el proyecto de ley 075 del congreso de la republica (Congreso, 2017) que consiste en disminuir impuestos y gastos a los VE durante su vida útil. Por último, se implementa el sistema HEMS incluyendo en el análisis la entrega de energía del vehículo al hogar o V2H, asumiendo que no hay cambios en costos y que los dispositivos son aptos para este modelo bidireccional.

7.2.1 Sensibilidad al año de inicio

Los resultados para las condiciones estándar están dados para el año 2019 como el año inicial del proyecto, sin embargo como ya se mencionó en la sección 7.1.2 en el cálculo del flujo de caja para el año 10, en donde hay compra y venta de vehículos se debe tener en cuenta el costo de los vehículos a futuro, caso similar ocurre con los costos del sistema fotovoltaico, los cuales tienden a caer cada año y se vuelve necesario determinar para cada paso de tiempo los costos proyectados para adoptarlos en el modelo.

La reducción del precio de los sistemas fotovoltaicos fue calculada con base a una proyección de costos realizada por IRENA, donde se establecen los costos al 2030 de las instalaciones fotovoltaicas por kilovatio pico de generación. En la tabla 7-2-1 se muestran los datos que se tomaron para calcular la reducción porcentual del costo anual de la instalación del sistema fotovoltaico.

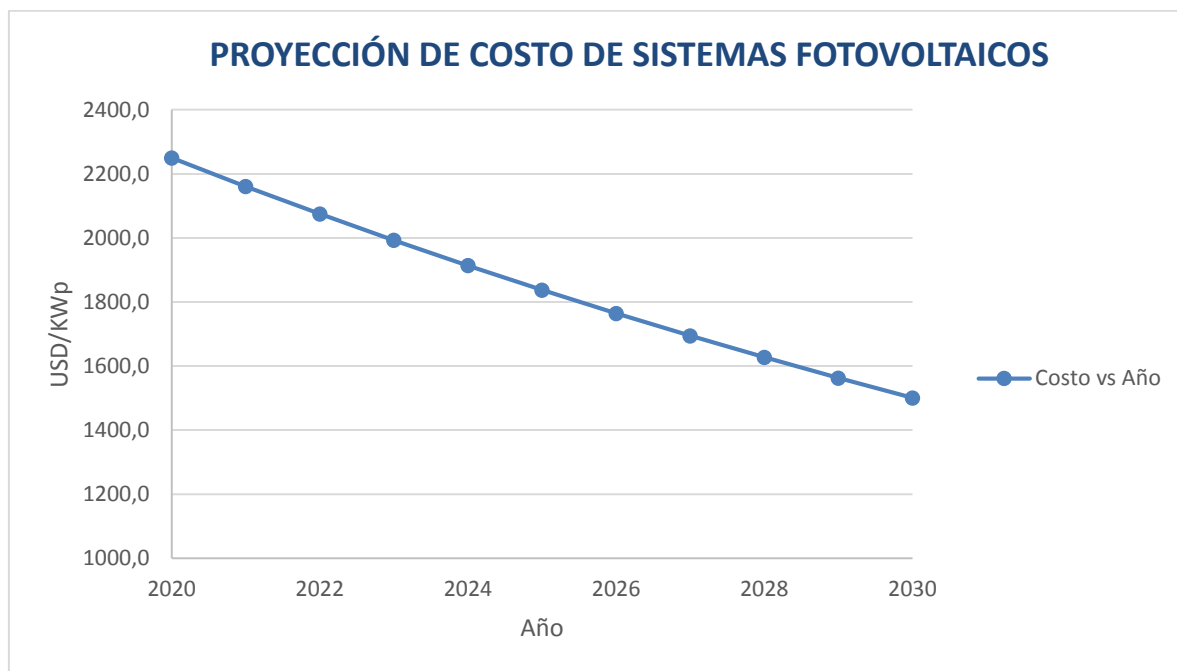
Tabla 7-2-1 Datos de proyección de costo de Sistemas fotovoltaicos

AÑO	USD/KWp
2020	2250
2030	1500

Elaboración propia a partir de (IRENA, 2012).

En la figura 7-2-1 se muestra la caída de costos calculada mediante la tabla anterior, tomando los valores extremos se calculó el porcentaje de reducción del costo en un 3,97% anual, dando como resultado la línea de costo vs año.

Figura 7-2-1-1 Proyección de costos de sistemas fotovoltaicos



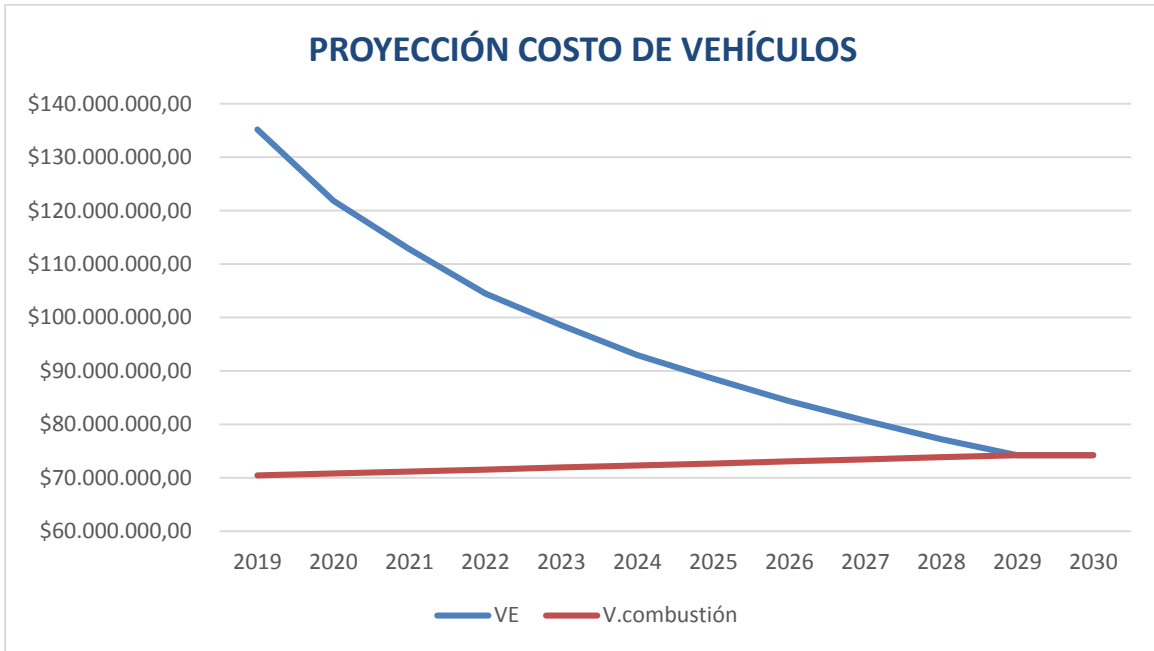
Elaboración propia a partir de (IRENA, 2012)

Para determinar los precios futuros del VE como el Vehículo a combustión, se toma como base las proyecciones de costos dados por la revista Bloomberg, en la cual se hace un análisis de componentes del precio del vehículo en Europa y Estados Unidos con proyección al 2030 y se evalúan 4 segmentos de vehículos, pequeños, medianos, grandes y SUV. El KIA SOUL EV SX que se incluye en este trabajo pertenece al segmento de pequeños vehículos debido a su potencia y

capacidad de batería, las gráficas de paridad muestran que en el 2029 se tendrá igualdad de precio de venta para VE y convencionales. (Bloomberg, 2017)

En la Figura 7-2-1-2 se muestra la construcción de la gráfica de costos de los vehículos al 2030, teniendo en cuenta los costos iniciales del 2019 y la igualación de costos de los vehículos al 2029.

Figura 7-2-1-2 Proyección de costos de VE y vehículos a combustión



Elaboración propia a partir de (Bloomberg, 2017)

La gráfica anterior muestra una caída del precio de los VE cerca del 45%, mientras que el costo de los vehículos a combustión incrementa alrededor de un 5,4% al cabo de 10 años.

7.2.2 Precio del kilovatio hora y demanda de energía eléctrica

En la sección 6.2.1 se habla de las tarifas de energía eléctrica, subsidios y contribuciones que determina el gobierno de Colombia para los diferentes estratos sociales, en el análisis de condiciones estándares se evalúa el estrato 4 con la tarifa sin subsidios ni contribuciones, sin embargo, se pretende evaluar los resultados incorporando el estrato 3 y 5 para determinar el comportamiento de los casos hacia los dos horizontes cercanos del estrato 4. En la tabla 6-2-1-1 se expone que para el estrato 3 se tiene un subsidio del 15% en el precio de energía eléctrica y para el estrato 5 una contribución del 20% a la tarifa.

Por otra parte, la demanda de energía eléctrica también es una variable que cambia según el estrato social y por ende también se mueve el dato de la demanda para obtener los resultados más cercanos en los estratos 3 y 5. En la tabla 6-2-2 se tiene la demanda promedio por estratos en la ciudad de Medellín y se aprecia que el estrato 3 tiene una demanda 12,8% menor que el estrato 4 y que el

estrato 5 está por encima un 13,2%, para efectos de cálculo en la sensibilización se consideran el estrato 3 y 5 un 15% por debajo y por encima respectivamente.

Siguiendo con la métrica de resultados por casos, a continuación, se presentan las tablas de resultados del LCOE para el año 2019, 2024 y 2029, considerando además las variaciones por estrato ya mencionadas.

Tabla 7-2-2-1 LCOE por estrato para año 2019

	ESTRATO 3	ESTRATO 4	ESTRATO 5
CASO 1	\$/kWh 347,34	\$/kWh 408,63	\$/kWh 490,36
CASO 2	\$/kWh 377,32	\$/kWh 434,94	\$/kWh 514,21
CASO 3	\$/kWh 361,51	\$/kWh 373,61	\$/kWh 405,92

Elaboración propia.

En la tabla anterior se aprecia que para el estrato 3 el LCOE del caso 3 está por encima que el caso base, es decir, para el año 2019 no es rentable para dichos usuarios instalar el sistema fotovoltaico propuesto con medición horaria y venta de excedentes a la red.

Tabla 7-2-2-2 LCOE por estrato para año 2024

	ESTRATO 3	ESTRATO 4	ESTRATO 5
CASO 1	\$/kWh 347,34	\$/kWh 408,63	\$/kWh 490,36
CASO 2	\$/kWh 377,32	\$/kWh 434,94	\$/kWh 514,21
CASO 3	\$/kWh 311,03	\$/kWh 330,71	\$/kWh 368,61

Elaboración propia.

Los resultados obtenidos para el año 2024 para el caso 3 son mucho mejores debido a la disminución de costos en los sistemas fotovoltaicos.

Tabla 7-2-2-3 LCOE por estrato para año 2029

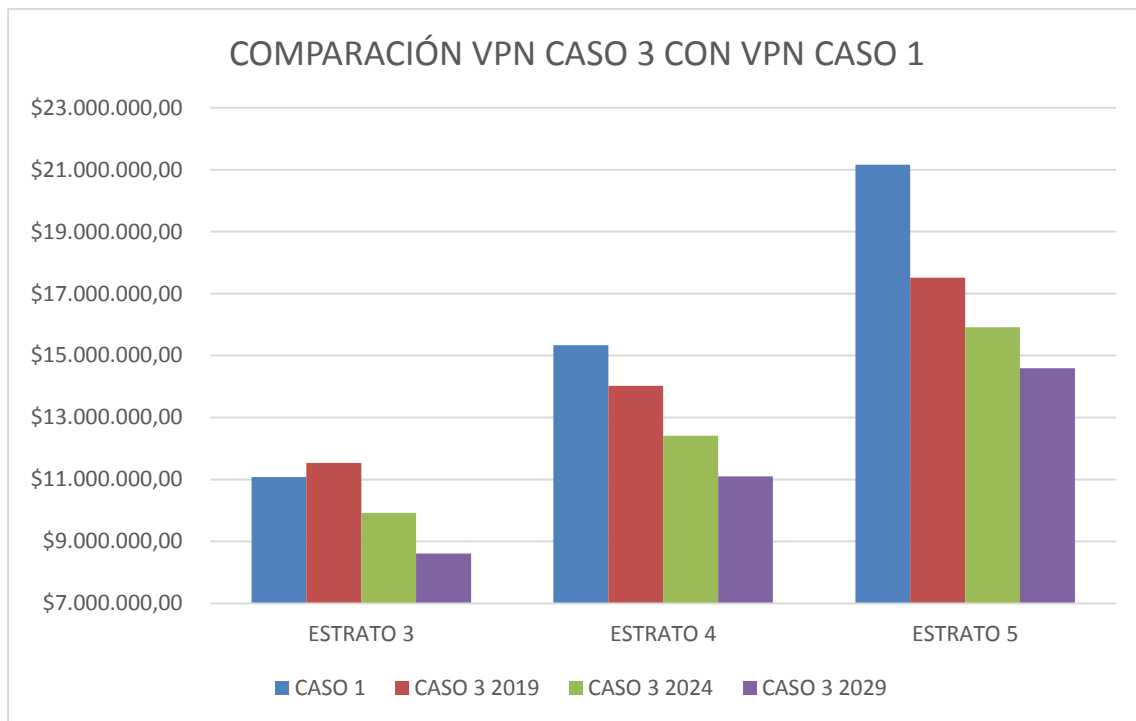
	ESTRATO 3	ESTRATO 4	ESTRATO 5
CASO 1	\$/kWh 347,34	\$/kWh 408,63	\$/kWh 490,36
CASO 2	\$/kWh 377,32	\$/kWh 434,94	\$/kWh 514,21
CASO 3	\$/kWh 269,81	\$/kWh 295,67	\$/kWh 338,14

Elaboración propia.

Para el 2029 se tiene un panorama mucho más alentador, pues el LCOE baja mucho más que en el 2024, además, se observa que para todos los estratos es viable instalar sistemas fotovoltaicos. Caso contrario ocurre con el caso 2, debido a que el precio del kWh y la demanda no tienen proyecciones futuras, en las tres tablas se muestran estáticos los resultados del LCOE para el caso 1 y 2, sin embargo, como ya se mencionó en la sección 7.1.7, los resultados son desalentadores para el caso 2 debido al costo del medidor y a la falta de respuesta a la demanda de los usuarios.

Para ver el resultado de los VPN para el caso 3 y determinar el impacto económico que tiene instalar sistemas fotovoltaicos en los estratos estudiados, a continuación, se muestra en la figura 7-2-2 la comparación entre el caso 3 para el año 2019, 2024 y 2029, y el caso base o caso 1, no se graficó el caso 2 ya que se sabe que el VPN no varía con la proyección en años.

Figura 7-2-2 Comparación VPN caso 3 vs caso 1



Elaboración propia.

En la gráfica anterior se puede observar la diferencia o brecha entre las barras del caso 3 respecto al caso 1, siendo la diferencia más grande en el caso 3 2019 para estrato 5 y la más pequeña en el caso 3 2019 estrato 3 la cual no representa un ahorro como ya se mencionó.

En la tabla 7-2-2-4 se puede ver el impacto económico en porcentaje del caso 2 y 3 respecto al caso 1, considerando el caso 1 y 2 como datos que no varían en el tiempo y el caso 3 como dato variable con resultados reportados del 2019, 2024 y 2029, siguiendo la métrica de los resultados y la gráfica de barras anterior.

Tabla 7-2-2-4 Impacto económico porcentual del caso 2 y 3 respecto al caso 1

	ESTRATO 3	ESTRATO 4	ESTRATO 5
CASO 2	-8,63%	-6,44%	-4,86%
CASO 3 2019	-4,08%	8,57%	17,22%
CASO 3 2024	10,45%	19,07%	24,83%
CASO 3 2029	22,32%	27,64%	31,04%

Elaboración propia.

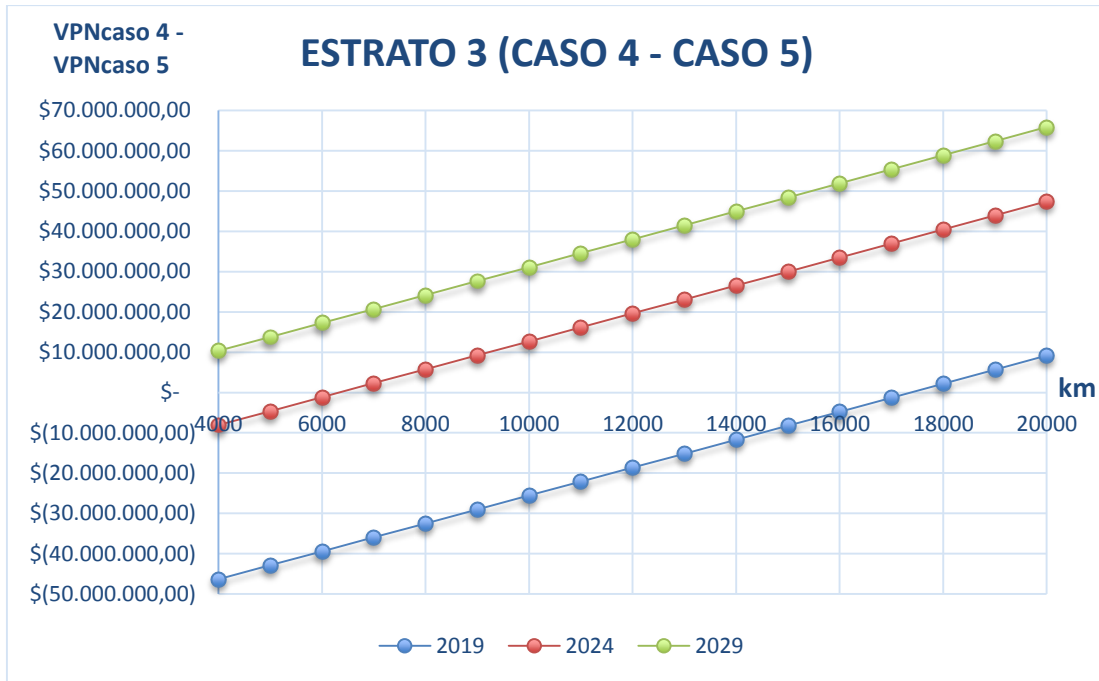
Los porcentajes registrados en la tabla anterior representan el impacto económico evaluado desde los VPN de cada caso, los porcentajes negativos responden a un resultado desfavorable o no viable para los usuarios tomar, los resultados positivos se interpretan como porcentaje de ahorro frente al caso base o escenario actual. Los resultados del caso 2 son diferentes para cada estrato, esto se debe a que para el estrato 3 el costo del medidor inteligente impacta más el VPN que en los demás estratos que pagan costos más elevados de energía eléctrica.

7.2.3 Recorrido del vehículo e incentivos gubernamentales

Cuando se habla de vehículos y costos asociados a estos, se remite casi directamente al recorrido y los años de uso, generalmente un vehículo en condiciones particulares normales tiene un recorrido de 20000 kilómetros anuales (motor, Usados Importados, 2018), sin embargo, el uso de estos depende de muchos factores y es difícil saber exactamente un dato promedio y único a través de los años de uso. Si bien en las condiciones estándares se tomó como dato 12000 kilómetros para la ciudad de Medellín, es importante saber cómo varían los resultados de los casos 4, 5 y 6 tomando diferentes datos de recorrido, el dato inferior es 4000 kilómetros y el superior 20000 kilómetros con un paso cada 1000 kilómetros.

Al igual que en la sección 7.2.2, se toma el estrato 3, 4 y 5 y se considera evaluar los escenarios para el 2019, 2024 y 2029. En las siguientes figuras se puede ver el impacto económico del caso 5 respecto al 4, considerando el recorrido del vehículo para los 3 escenarios evaluados (2019, 2024 y 2029) representados como líneas en las gráficas y cada grafica corresponde a un estrato diferente.

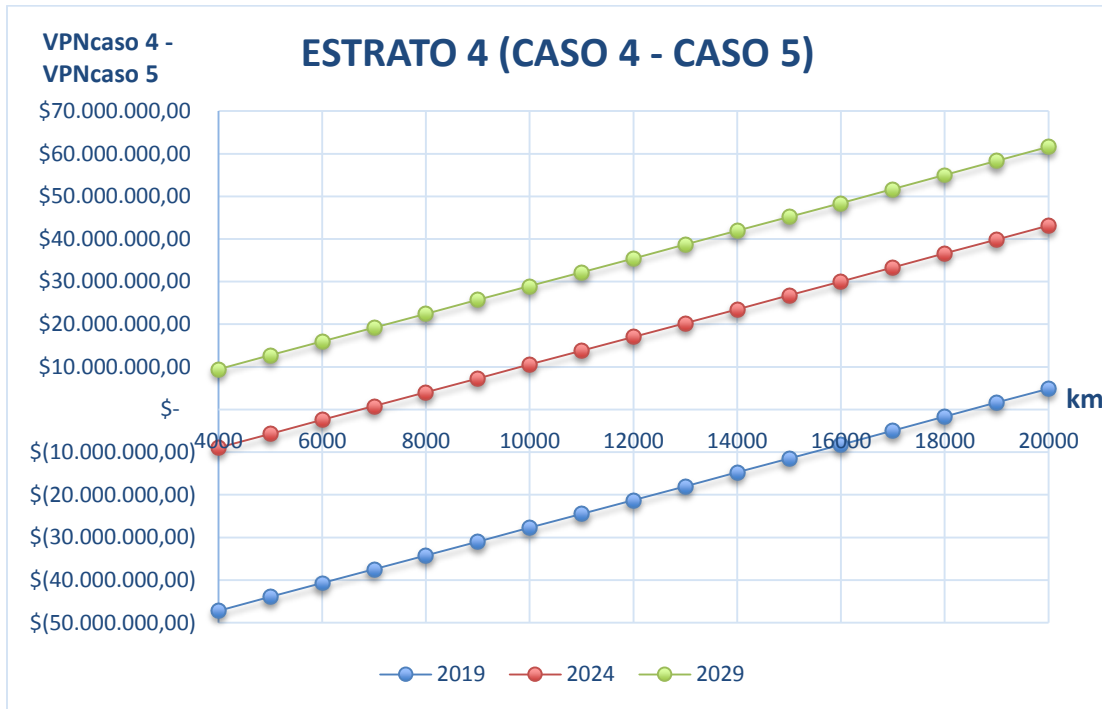
Figura 7-2-3-1 Impacto económico caso 4 – caso 5 según recorrido para escenarios en estrato 3



Elaboración propia.

La figura anterior muestra en todas las líneas una tendencia ascendente a medida que incrementa el recorrido, es decir en el caso específico de la línea para el 2019 se tiene un equilibrio o igualdad de gasto para los dos vehículos evaluados cerca de los 17200 kilómetros de recorrido anual, a partir de ahí es que comienza a haber viabilidad financiera para los compradores que viven en estrato 3, así mismo para la línea del 2024 no representa viabilidad por debajo de los 6000 kilómetros y a los 20000 kilómetros se aprecia un ahorro cerca de los 50 millones de pesos. Por último, para la línea del 2029 desde los 4000 kilómetros se muestran ahorros de 10 millones y alcanza un ahorro de 65 millones a los 20000 kilómetros de recorrido anual.

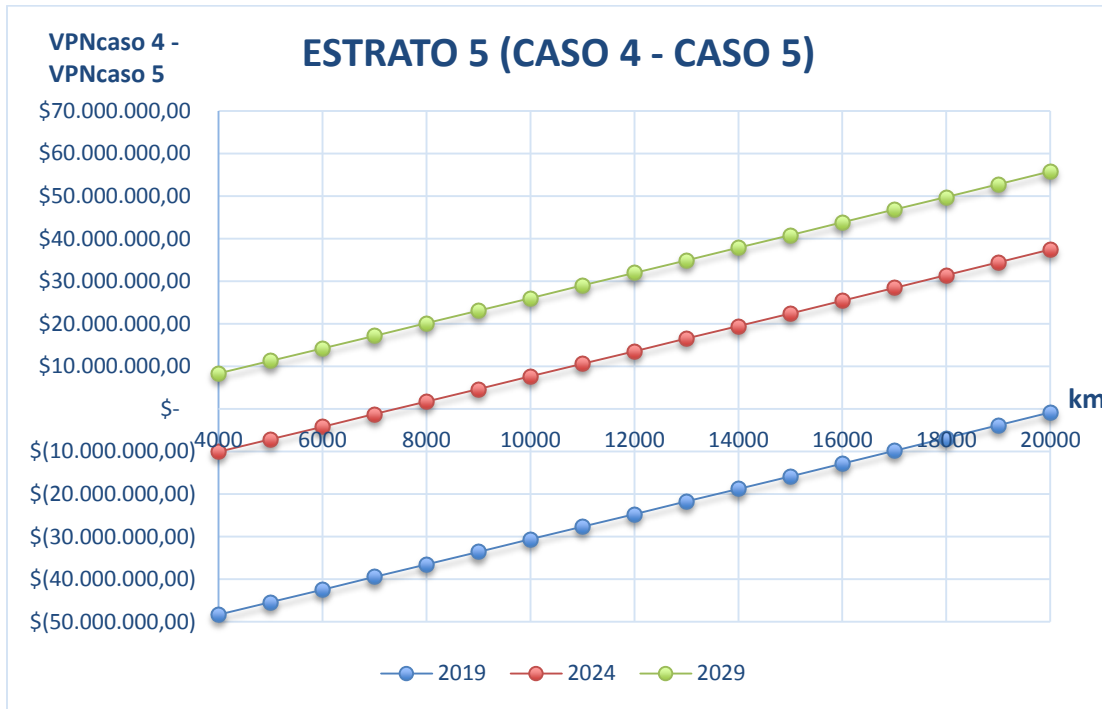
Figura 7-2-3-2 Impacto económico caso 4 – caso 5 según recorrido para escenarios en estrato 4



Elaboración propia.

En la figura 7-2-3-2 que representa el impacto económico del caso 4 – caso 5, se aprecia paridad en costos a los 18500 kilómetros y ahorro máximo de 5 millones de pesos a los 20000 kilómetros de recorrido anual, seguido de esto para el 2024 se ve igualdad de costos a los 7000 kilómetros y ahorro máximo de 44 millones a los 20000, por último, para el 2029 se muestran ahorros de 10 millones y 62 millones a los 4000 y 20000 kilómetros de recorrido anual, respectivamente.

Figura 7-2-3-3 Impacto económico caso 4 – caso 5 según recorrido para escenarios en estrato 5



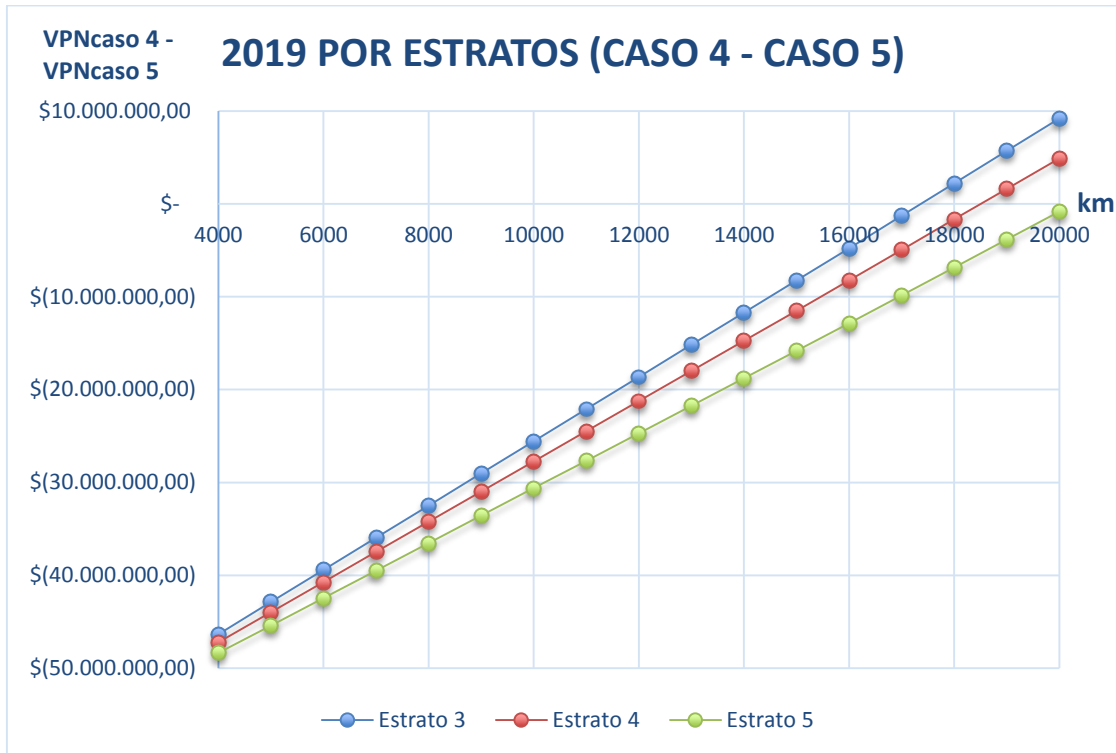
Elaboración propia.

Para el estrato 5, se puede ver un comportamiento muy similar que las figuras anteriores, sin embargo, los datos obtenidos para la línea de 2019 son desalentadores, pues la paridad en el costo se da en el límite superior evaluado y para el 2024 alrededor de los 6500 kilómetros de recorrido. Los ahorros obtenidos para el 2024 y 2029 son de alrededor de los 38 y 56 millones de pesos, respectivamente.

De las 3 figuras anteriores se puede ver a nivel general que en menor la brecha entre las líneas de 2024 y 2029, esto se debe a las proyecciones de costos a la baja expresados en la sección 7.2.1 y en mayor medida a la reducción de costos exponenciales que tienen los vehículos eléctricos. Evaluando los estratos 3, 4 y 5, en cualquiera de los escenarios se muestra más rentabilidad para el estrato 3, debido a los costos de energía eléctrica.

En la figura 7-2-3-4 se muestra un consolidado de las 3 graficas anteriores, pero solo para 2019, con esto se pretende mostrar la variación del impacto económico entre los estratos evaluados.

Figura 7-2-3-4 Consolidado de impacto económico para 2019 por estratos

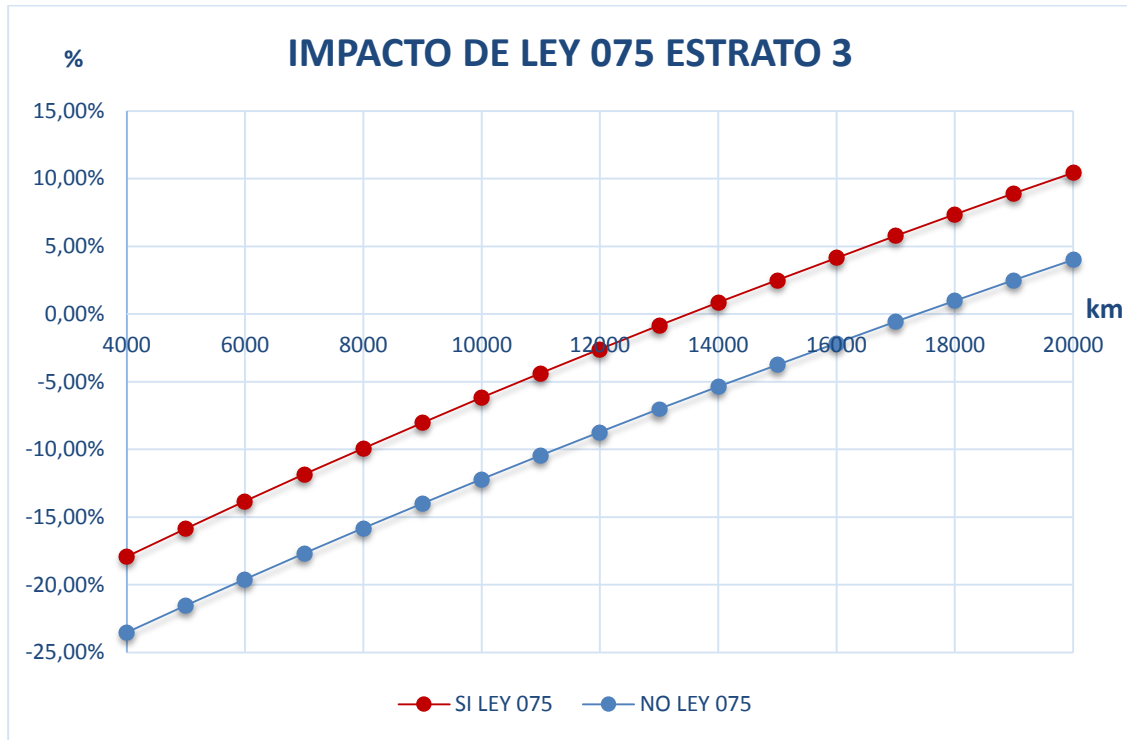


Revisando la gráfica anterior se puede apreciar que en el límite inferior la diferencia en pérdidas no es mucha entre los estratos, pero en el límite superior hay una abertura de las líneas, lo que muestra una diferencia mucho más grande en los ahorros, además del costo de energía eléctrica que aumenta conforme a la cantidad de kilómetros, también hay un impacto en la demanda energética de los estratos tomada, la cual para el estrato 3 es menor que para el 4 y 5.

Por otra parte, para el 2019 no hay viabilidad en la mayoría de recorridos evaluados y rotundamente para estrato 5, este último a su vez tiene más capacidad de adquisición respecto a los demás y al cual debería de existir más respaldo gubernamental, por este motivo se evalúa el proyecto de ley 075 del congreso de la república, el cual promueve el uso de VE mediante incentivos y beneficios para propietarios, algunos incentivos que se consideran en el análisis están expresados en el artículo 3 y 4, donde los impuestos para los VE no pueden superar el 1% del valor comercial del vehículo y se propone un descuento mínimo del 50% en la revisión técnico-mecánica, respectivamente.

En las siguientes figuras se muestra el impacto que tiene implementar el proyecto de ley 075 en cada estrato, únicamente considerando el año 2019.

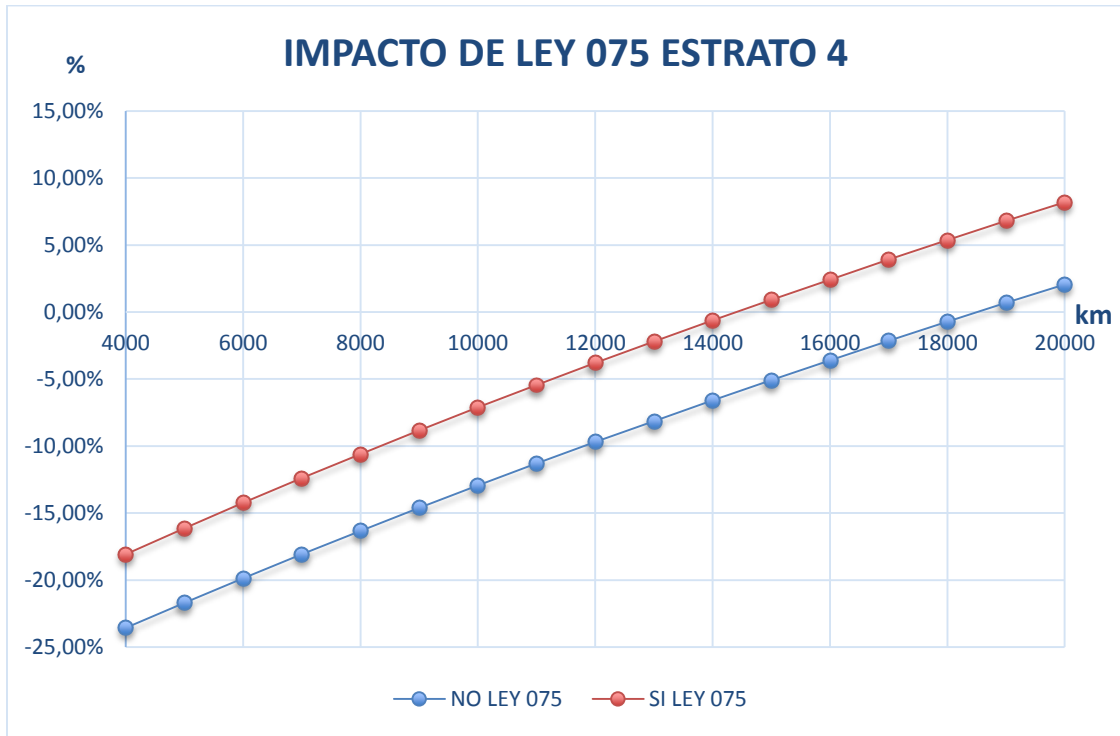
Figura 7-2-3-5 Impacto de ley 075 en estrato 3



Elaboración propia.

La figura 7-2-3-5 se agrega el resultado del caso 4 con los incentivos gubernamentales expuestos en el proyecto de ley 075, entendiendo esto, en la gráfica se muestra porcentualmente el impacto económico que tiene el caso 5 sobre el 4 y el alza que tendría implementar dicho proyecto, para el estrato 3 significaría llegar a la paridad en los costos para un recorrido de 13500 y no 16500 como lo muestra la línea que muestra la no aprobación. Además, se tienen ahorros más significativos, pues se pasa de ahorros aproximados del 4% al 10,5% del costo respecto al caso 4 con la no aprobación y la aprobación, respectivamente.

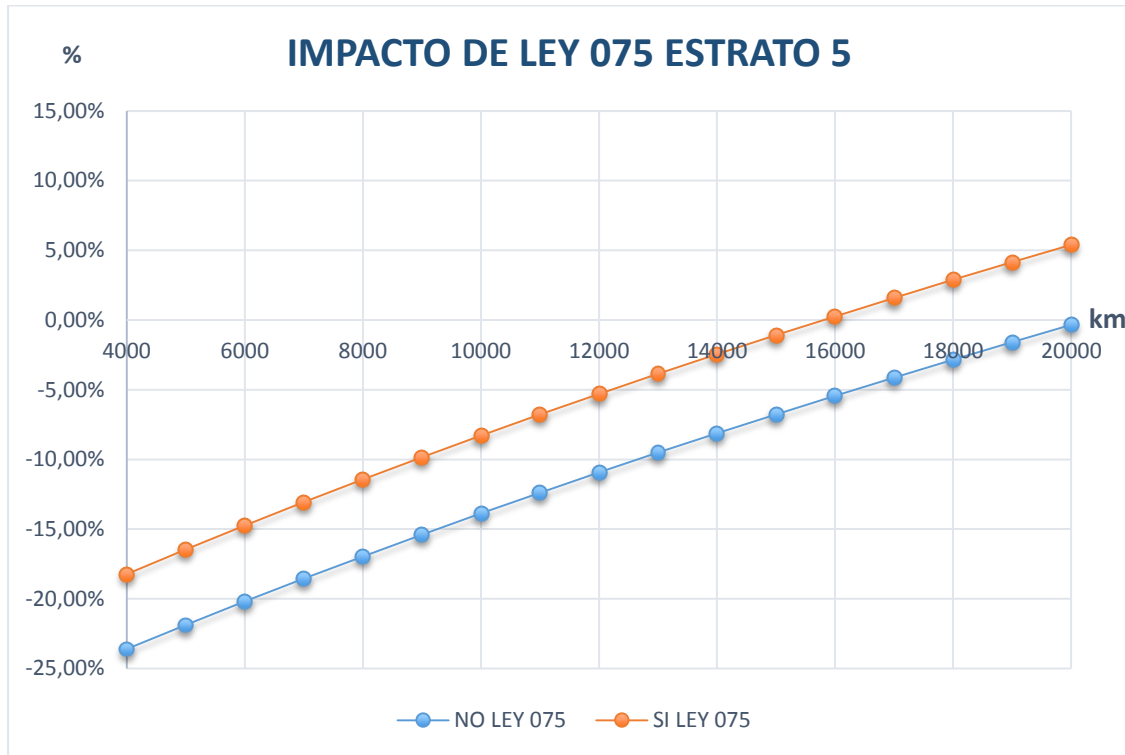
Figura 7-2-3-6 Impacto de ley 075 en estrato 4



Elaboración propia.

En la figura anterior para estrato 4 se obtiene paridad de costos a los 14300 kilómetros de recorrido anual con la implementación de la ley 075 y no la ya obtenida de 18500 con la no implementación, además se pasa de ahorros aproximados del 2% al 8,2% del costo respecto al caso 4 con la no aprobación y la aprobación, respectivamente.

Figura 7-2-3-7 Impacto de ley 075 en estrato 5



Elaboración propia.

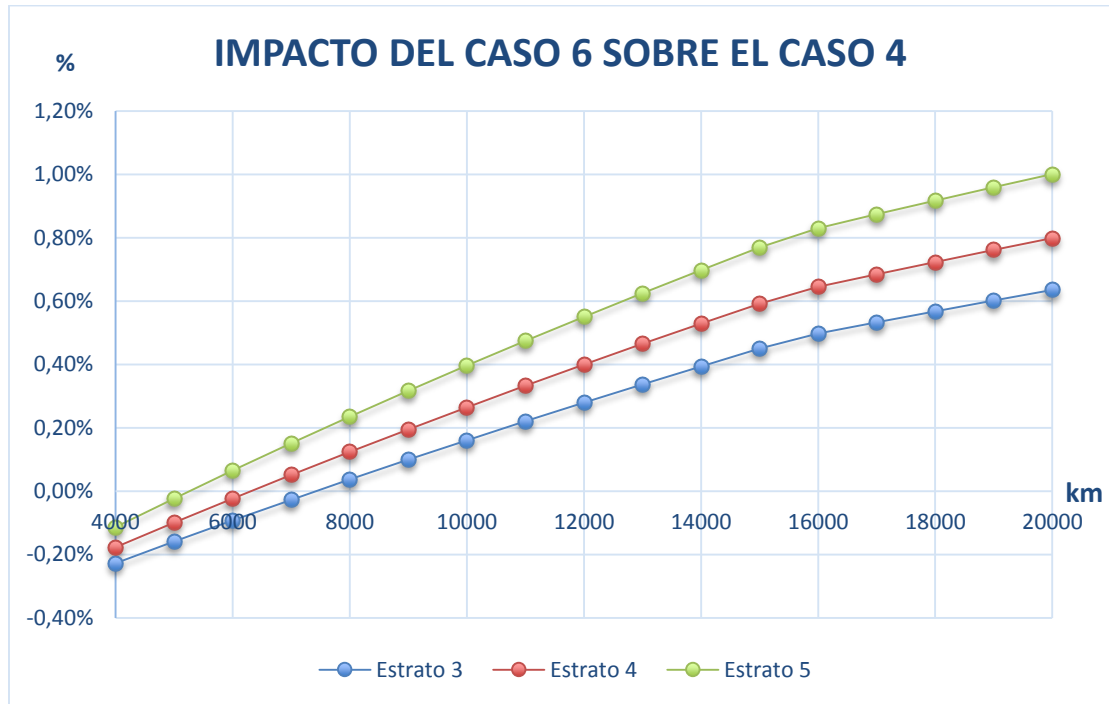
Para estrato 5 se obtiene un comportamiento similar a las dos figuras anteriores, no obstante, para la no implementación de la ley en los 20000 kilómetros de recorrido anual no se llegaba a paridad del costo, pero con la implementación de la ley 075 se llega a igualdad alrededor de los 16000 kilómetros, además se obtienen ahorros del 5,4% respecto al caso 4 con la aprobación.

Las figuras mostradas para evaluar el impacto de la ley 075 muestran beneficios para la adopción del VE para los usuarios residenciales de los 3 estratos evaluados y se sobreentiende que el recorrido anual genera un impacto directo en el costo a lo largo de la vida del proyecto.

7.2.4 Sistema HEMS y V2H

La evaluación del caso 6 sigue la métrica del caso 5, midiendo el impacto económico respecto al caso 4, pero en este caso para tiene utilidad para compararse entre sí y no con una tecnología utilizada actualmente como si lo hace el caso 5 que contiene el vehículo a combustión, de esta manera se pretende evaluar el comportamiento gráficamente variando el recorrido del vehículo en los 3 estratos estudiados para el año 2019 únicamente.

Figura 7-2-4-1 Impacto del caso 6 sobre el caso 4 para 2019



Elaboración propia.

De la figura 7-2-4-1 se puede ver que el impacto económico no es muy alto, la variación porcentual en el eje va desde -0,23% al 1%, lo cual inicialmente se asume que ante cualquier eventualidad o incremento de costos en los equipos del HEMS puede haber un cambio grande en el resultado, así mismo el mal uso por parte de los usuarios o el deterioro acelerado de algún componente cambia la historia del gráfico y la proyección de costos en los flujos de caja. Sin embargo a grandes rasgos se aprecia que la línea correspondiente al estrato 3 en alrededor de los 7500 kilómetros cruza el eje y pasa a tener un impacto positivo utilizando el HEMS, la línea de estrato 4 cruza el eje cerca de los 6250 kilómetros y para estrato 5 cruza alrededor de los 5200 kilómetros de recorrido, este resultado responde a directamente al costo de los componentes del sistema HEMS dentro de los flujos de caja, pues para el estrato 3 los costos de equipos tienen más peso que en los estratos mayores que tienen mayor consumo energético y demanda.

El ahorro más significativo con la implementación del sistema HEMS es para el estrato 5 y es del 1% respecto al estrato 4, el cual es la referencia en este análisis, dicho ahorro es de aproximadamente \$ 2'467.565. Cabe resaltar que no se analizan los escenarios al 2024 y 2029 debido a que se están evaluando sistemas similares con VE, y que en ninguno de los dos casos se considera variación de precios de componentes a lo largo del tiempo de evaluación, así que se asume que este resultado es igual porcentualmente a lo largo del tiempo.

Para que el sistema HEMS sea factible y rentable para los usuarios, debe hacer una brecha grande en los precios de energía eléctrica entre las horas de mayor valor y menor valor, si esto ocurriera a

diario si habría una diferencia porcentual grande en las tarifas y podría haber un mayor ahorro, Esto combinado con grandes recorridos vehículo podría ser una muy buena opción futura.

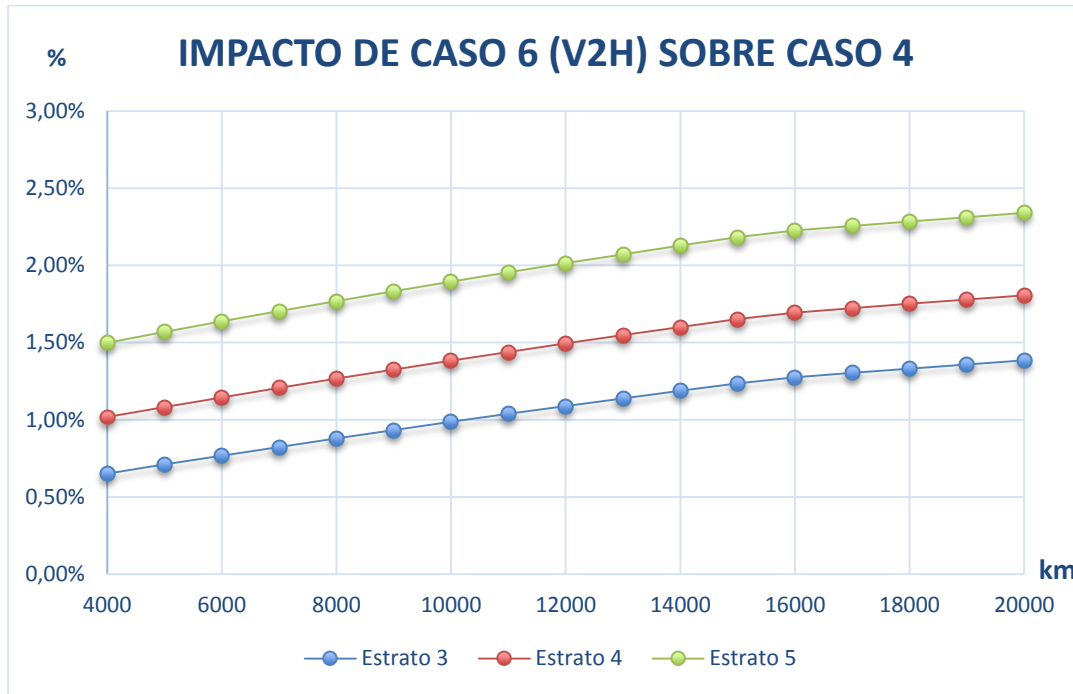
Para evaluar el impacto del sistema HEMS del futuro, donde el vehículo eléctrico es bidireccional o V2H (vehículo en casa), capaz de suministrar energía al hogar en cualquier momento del día. La implementación de los V2H trae consigo muchos beneficios ya mencionados en el capítulo 2, sin embargo, requiere que el cargador sea bidireccional y además necesita un sistema HEMS mucho más robusto, capaz de medir y administrar la energía del hogar en busca del aplanamiento de la curva de carga. para este análisis se consideran dentro del flujo de caja los mismos costos que para el caso 6, igualmente no se tiene un valor comercial diferente para el V2H y se asume que el KIA SOUL EV SX tiene la capacidad de suministrar energía al hogar en cualquier momento. Sin embargo, si se emplea una función de decisión dentro del HEMS y se emplea como eficiencia de inyección o descarga del V2H al hogar un 95% (Erdinc, 2014).

Para calcular el momento en que comienza a operar el V2H en inyección se debe emplear básicamente la eficiencia de descarga y determinar el resultado porcentual del costo en la hora de menor valor del kilovatio sobre el costo de la hora evaluada, si este resultado es menor al porcentaje de pérdidas de inyección, se justifica la inyección del vehículo al hogar, si por el contrario es mayor, entonces no hay potencial de ahorro durante las horas evaluadas.

La energía inyectada significa un ahorro directo en compras a la red, sin embargo, también hay un costo adicional en compras a la red calculadas para el vehículo eléctrico, pues significa que hay un gasto adicional de batería por el uso a ciertas horas del día de inyección, pero la carga de batería se realiza a las horas de menor valor energético.

Para el análisis de este caso de inyección solo se tomará el 2019 como año de inicio del proyecto.

Figura 7-2-4-2 Impacto económico del V2H sobre caso 4 por estratos para 2019



Elaboración propia.

En la figura anterior se muestra que el impacto porcentual es positivo, es decir, con la implementación del V2H en las condiciones y supuestos mencionados siempre hay ahorro en el rango de 4000 a 20000 kilómetros de recorrido, además las líneas tienden al incremento porcentual a medida que se aumenta el recorrido del vehículo tal y como ocurre con la figura 7-2-4-1, analizando los estratos, para el 3 se tienen ahorros que comienzan desde el 0,65% y terminan en 1,38%, para el 4 comienzan en 1% y terminan en 1,8% y para el estrato 5 comienzan en 1,5% y terminan en 2,35%. Sin embargo, los porcentajes resultantes no son tan impactantes en dinero, pues en el caso más satisfactorio de 20000 kilómetros y estrato 5 se obtienen ahorros de \$ 5'768.805. lo cual al igual que ocurre con el caso 6 pueden ser susceptibles a cambios cuando se varían los costos de inversión, que en este caso tiene más probabilidad por los supuestos realizados inicialmente.

Finalmente, en el capítulo 7 se muestran los resultados obtenidos para condiciones estándares y análisis de sensibilidad, se explican los resultados de las gráficas y tablas incluidas con el fin de analizar dichos resultados porcentual y monetariamente. En el capítulo siguiente se expresan las conclusiones de esta tesis de maestría.

Capítulo 8. Conclusiones

De la evaluación de condiciones estándares, para tarifa y demanda de energía en estrato 4 de Medellín, implementando el medidor bidireccional, el sistema fotovoltaico propuesto, el VE ya mencionado y un recorrido de 12000 kilómetros anuales, se puede concluir lo siguiente:

1. Actualmente para el caso 2 el cual contempla el medidor inteligente, el resultado del LCOE y VPN fueron mayores frente al caso base o caso actual, esto debido a los costos del MI y altos precios horarios, que a su vez están impactados por los precios de bolsa, la adopción del MI sería rentable con una óptima respuesta a la demanda por parte de los usuarios y la programación de actividades demandantes de energía en horas de menor tarifa horaria.
2. Con el sistema fotovoltaico empleado se logra un ahorro del 8,6% teniendo la opción de venta de excedentes a la red.
3. La implementación del VE no surge atractiva para los usuarios representados en las condiciones estándares analizadas, debido al alta suma de impuestos que corresponde pagar, además el recorrido anual del vehículo no es suficiente para obtener ahorros en combustible y mantenimiento.
4. Implementar el sistema HEMS no marca gran diferencia en este caso, ya que los costos del sistema no son compensados con el ahorro que significa cargar en horas valle o de menor tarifa.

Para la sensibilización realizada, variando el costo de energía y demanda para simular los estratos 3 y 5, variando el recorrido del vehículo, el año de inicio del proyecto, la implementación del proyecto de ley 075 y la opción bidireccional del VE, se puede concluir lo siguiente:

1. Dado que los sistemas fotovoltaicos cada año tienden a bajar un 3,97% aproximadamente y que los VE muestran un equilibrio en costo en comparación con los vehículos convencionales en el 2029, se puede decir que las oportunidades de inversión en sistemas renovables y en transporte bajo en carbono tienden a crecer, a su vez habrá crecimiento en el parque automotor y la DG será un respaldo para la red eléctrica.
2. Para el 2019 el LCOE para el caso 3, ofrece un panorama alentador para el estrato 4 y 5, dando como resultados costos nivelados de energía menores a los calculados para el caso base, sin embargo, para el estrato 3 aun no es viable económicamente implementar sistemas fotovoltaicos, pues se tiene un 4% de sobrecosto frente al caso base.
3. El LCOE del caso 3, para los escenarios a 2024 y 2029 son muy positivos, pues los costos nivelados de energía son menores que en el 2019. De los estratos evaluados, en donde más beneficio representa es en el estrato 5, ya que para el año 2024 tiene una disminución del 24,8% y para el 2029 un 31%.
4. El VE es una buena inversión para los estratos 3 y 4 en el 2019, sin embargo, para el estrato 5 no se obtienen beneficios económicos en los 20000 kilómetros o valor límite evaluado, debido a los altos costos en la tarifa horaria.

5. Para el 2024 y 2029 se obtienen beneficios económicos en casi todos los recorridos del VE evaluados, en mayor medida en el 2029, donde para todos los recorridos y estratos se obtienen ahorros frente al vehículo convencional evaluado.
6. El proyecto de ley 075 de congreso de la republica significaría un gran beneficio para la adopción de VE en Colombia, la disminución en el VPN es aproximadamente el 6% frente a los resultados del caso 4 para la condición evaluada, es decir, al introducir los beneficios financieros, se observa impacto económico positivo con aproximadamente 5000 kilómetros menos de recorrido del VE y para el estrato 5 se pueden ver beneficios económicos con recorridos desde 16000 kilómetros.
7. El sistema HEMS al igual que en el caso estándar, no genera gran impacto económico en ninguno de los estratos ni recorridos del VE evaluados, para el estrato 5 es donde se observan mayores ahorros con un valor máximo del 1% para 20000 kilómetros de recorrido anual, la adopción de dicha tecnología depende en gran medida de la brecha entre los costos horarios y, si se tiene una diferencia considerable entre la mayor y la menor tarifa horaria, el beneficio económico sería mayor.
8. Para el V2H se observa un impacto económico positivo, para todo el rango de recorrido y estratos evaluados, sin embargo, al igual que el caso 6, el porcentaje de ahorro no es muy significativo porcentualmente, el estrato donde más se muestran ahorros es el 5, que posee un valor máximo de 2,34% de ahorros frente al caso 4. Por lo tanto, la opción de inyección del VE no genera un gran impacto económico para los usuarios residenciales en Colombia, sin embargo, al tener el V2H se generan grandes beneficios en disponibilidad de energía ante fallas repentinas, caídas de voltaje y demás averías posibles que se puedan presentar en la red eléctrica, además de que es un actor principal para el aplanamiento de la curva de carga residencial, comercial, industrial y general del país.

Las conclusiones generales de este trabajo de investigación son:

1. El modelo empleado para la solución del problema de investigación permite hacer una revisión particular de todas las variables y cálculos para las tecnologías empleadas, de tal modo, se puede mirar el comportamiento de los resultados al variar cualquier parámetro. De esta forma los análisis de resultados se vuelven más fáciles de interpretar.
2. Por medio del cobro de la tarifa energética de forma horaria, se permite una interacción entre los usuarios y la red, ya que se pueden ver los precios en todas las horas del día y se incentiva el cambio en hábitos de consumo.
3. El sistema HEMS desde una perspectiva global, impacta positivamente en el aplanamiento de la curva de carga nacional por su capacidad de desplazar el periodo de carga del VE principalmente, a su vez disminuye la preocupación de un colapso en la red eléctrica en horas pico por la gran demanda energética producida por los VE, también limita la construcción de generación energética, favorece el empleo de FNCER en el mercado eléctrico e impacta los costos horarios manteniendo las tarifas dentro de un rango normal.

8.1 Cumplimiento de objetivos

En esta sección se justifica el cumplimiento de los objetivos propuestos, iniciando desde los específicos y finalizando por el general.

8.1.1 Objetivo específico 1

“Identificar las tecnologías de las redes eléctricas inteligentes aplicables al sector residencial”

En el capítulo 3 se dio a conocer el marco teórico del trabajo, allí se abordan las tecnologías existentes para redes eléctricas inteligentes en el sector residencial, su funcionamiento y características generales de los materiales y equipos. En el capítulo 5 se explicaron los casos de estudio y las tecnologías aplicadas a cada uno de ellos, por último, en la sección 6.1 mediante figuras se explicaron las variables de entradas y salidas del modelo para cada caso según las tecnologías adoptadas.

8.1.2 Objetivo específico 2

“Caracterizar los patrones de consumo del sector residencial en Colombia”

Para identificar los patrones de consumo, en la sección 6.2 se explicaron los componentes del costo de la tarifa de energía eléctrica, a su vez, se mostró el modelo de cálculo, los valores por estrato y los subsidios y contribuciones impuestos por el gobierno para las tarifas finales de energía. Seguido de esto se mostró la participación de la demanda residencial en la demanda total nacional, luego se desglosó el consumo de energía por estratos sociales y se elaboró la curva de carga residencial diaria para un usuario promedio, finalmente se calculó la curva de carga horaria según datos del precio de energía en bolsa.

8.1.3 Objetivo específico 3

“Desarrollar un modelo que permita evaluar el impacto de las redes eléctricas inteligentes en el usuario residencial de Colombia”

El cumplimiento de este objetivo comienza con la estructura de casos ilustrada en las figuras de la sección 6.1, donde posteriormente se explicaron las variables de entrada, el costeo de equipos y el modelo de cálculo para resolver los flujos de caja y salidas de dinero utilizados para determinar el resultado de las variables económicas explicadas posteriormente en la sección 6.3, luego se construyó el modelo financiero donde se especifican los flujos de caja y se calcularon los resultados financieros, finalmente se expresaron los parámetros utilizados para incluir dentro del modelo de cálculo y los supuestos que se consideraron para acotar el problema de investigación hacia un resultado tangible.

8.1.4 Objetivo general

“Evaluar el impacto económico de las redes eléctricas inteligentes en el usuario residencial de Colombia”

El objetivo general se cumplió obteniendo los resultados de impacto económico contemplando el VPN y LCOE como actores principales dentro de cada caso de estudio evaluado, para condiciones estándares y la sensibilización realizada.

A lo largo del capítulo 7 se presentaron tablas y figuras, donde se compararon los resultados entre casos, el impacto de las tecnologías evaluadas en cada uno de ellos, porcentajes de ahorro frente a los casos de comparación, resultados por estratos sociales, implementación de tecnologías aun no existentes, exploración de incentivos gubernamentales para ciertas tecnologías y proyecciones a 5 y 10 años donde se pudo apreciar la tendencia e impacto de costos por casos según las variables críticas empleadas.

Con todos los resultados, los usuarios residenciales de Colombia podrían tomar decisiones actuales o futuras para implementar una o más tecnologías según el presupuesto disponible.

8.2 Aportes y contribuciones

De este trabajo se obtienen los siguientes aportes principales:

1. Los sistemas fotovoltaicos en la actualidad para Medellín - Colombia presentan viabilidad económica para ser implementados para el estrato 4 en adelante, siempre y cuando se tenga la posibilidad de venta de energía a la red y presencia de Medidor bidireccional.
2. La implementación del VE en la actualidad se ve afectada directamente por el recorrido, para usuarios que recorran menos de 20000 kilómetros al año puede no ser rentable adquirir un VE para el año 2019.
3. Las proyecciones a 2024 y 2029 muestran viabilidad para adoptar el VE y sistemas fotovoltaicos por las tendencias a la baja de los precios de venta.
4. La adopción de un proyecto de ley que incentive el transporte eléctrico en Colombia es vital para obtener viabilidad financiera y ser atractivo para los usuarios.
5. Los sistemas HEMS y el V2H no representan un ahorro significativo para adoptarlos en el sector residencial, sin embargo, generan un impacto positivo en el aplanamiento de la curva de carga residencial y nacional.
6. La generación de un modelo de comparación de tecnologías aplicables al SH, permite medir el impacto bajo diferentes escenarios, evaluar opciones de adopción y comportamientos futuros que pueden servir como base para el diseño o aplicación de normas, leyes y decisiones gubernamentales para diversas tecnologías entrantes y actuales.

8.3 Trabajos futuros

Como trabajos futuros o continuación a este se pueden evaluar diferentes temas:

1. Explorar la opción de implementar almacenamiento de energía para la carga del VE en horas nocturnas, con el fin de minimizar la compra de energía a la red y buscar el aplanamiento de la curva de carga residencial.
2. Buscar metodologías de aplanamiento de curva de carga residencial y el impacto económico que traería para los usuarios residenciales incluir baterías y V2H en sus hogares.
3. Estudiar la adopción de las tecnologías evaluadas en el presente documento para determinar el tiempo que tarda Colombia en adoptarlas completamente en el sector residencial.
4. Evaluar el impacto económico de las REI en el usuario comercial e industrial.
5. Estructurar el modelo de precios de tarifa horaria para los usuarios finales, con el fin de promover una óptima respuesta a la demanda y un impacto positivo en la red eléctrica.

ANEXO 1

La evaluación de impacto económico del caso 4 para estrato 5 en la actualidad, como bien se mostró en los resultados en la figura 7-2-3-3, no dio un resultado satisfactorio, pues en el rango de recorrido evaluado, la línea no cruza el eje x, y eso quiere decir que no hay ahorros para los usuarios.

A su vez, para el estrato 5 de Medellín, se evidenció que en la actualidad se obtiene el ahorro más significativo al incorporar sistemas fotovoltaicos, ese resultado da lugar a pensar que mientras se aumenta la generación fotovoltaica en un hogar, el VE podrá aprovechar para abastecer la demanda de energía que requiere para cargar sus baterías, sin que las ventas de energía finalizando el mes sean mayores a las compras y así mantener un equilibrio económico.

Se realizó el análisis incrementando la capacidad de generación al límite de la demanda de energía, incorporando 12 paneles solares, modificando los costos de inversión, mantenimiento y variables solares, las demás variables de entrada del modelo se mantienen iguales.

Inicialmente se realizó la evaluación del LCOE para el caso 3, con el fin de comparar los resultados con el LCOE de la tabla 7-2-2-1 y mirar el impacto que tiene aumentar la generación solar a 3 veces la inicial.

Tabla Anexo 1-1 Comparación LCOE estrato 5 para año 2019 con variación de Paneles Fotovoltaicos

	ESTRATO 5 – 4 PANELES	ESTRATO 5 – 12 PANELES
CASO 1	\$/kWh 490,36	\$/kWh 490,36
CASO 2	\$/kWh 514,21	\$/kWh 518,43
CASO 3	\$/kWh 405,92	\$/kWh 362,23

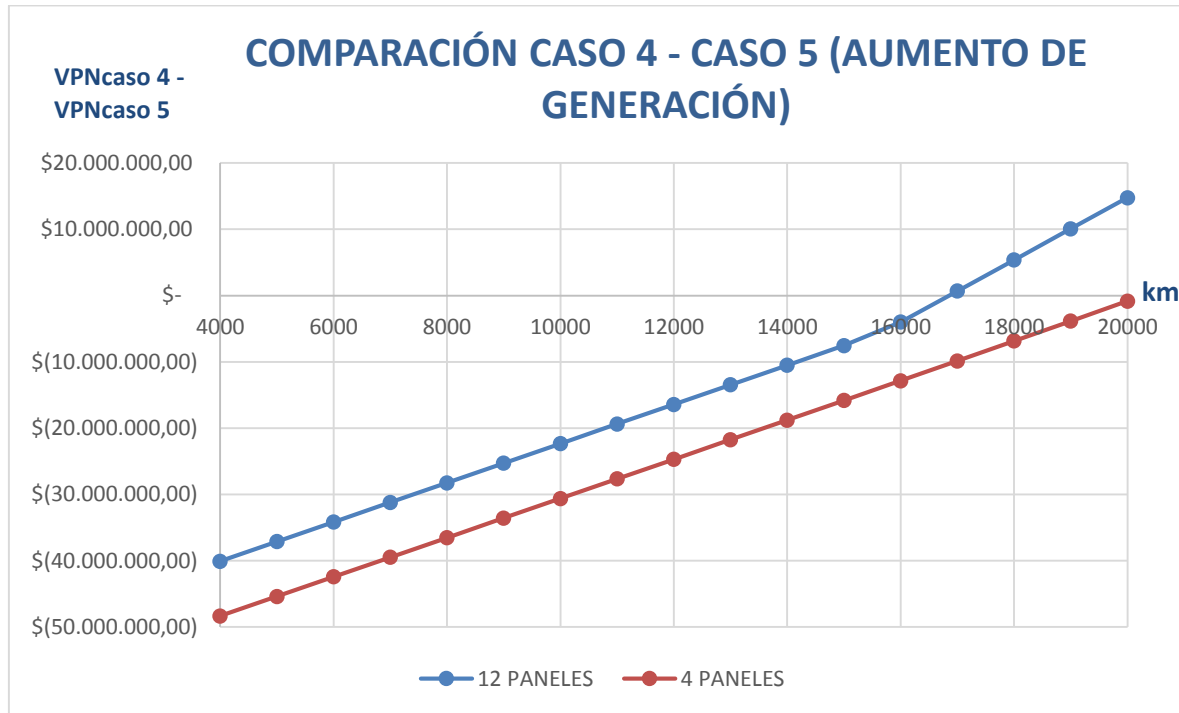
Elaboración propia.

Analizando la tabla anexo 1-1 se puede ver un gran impacto en el LCOE para el caso 3 con 12 paneles, como se reportó en la tabla 7-2-2-4, el porcentaje de ahorro del caso 3 frente al 1 era del 17,22%, mientras que con 12 paneles fotovoltaicos este porcentaje aumenta a 26,13%, cerca de un 9% más que el inicial.

A su vez hubo una variación del LCOE del caso 2 al aumentar la demanda y situarla en la hora donde el costo de energía eléctrica es mayor.

Para determinar si el aumento de generación fotovoltaica impacta positivamente en estrato 5, en la figura 8-1 se muestra un comparativo de la misma línea mostrada en la figura 7-2-3-3 para estrato 5 2019, donde principalmente se evaluó el VPN del caso 4 menos el caso 5 para cada recorrido dentro del rango establecido.

Figura Anexo 1-1 Comparación caso 4 – caso 5 con aumento de generación fotovoltaica.



En la gráfica anterior se muestra una gran diferencia entre líneas, el aumento de generación impacta positivamente en la implementación del VE para el estrato 5, la línea de 4 paneles fotovoltaicos no alcanza a cruzar el eje, es decir, no hay beneficios económicos en el rango de recorridos, pero la línea de 12 paneles, cruza el eje cerca de 17000 km de recorrido del vehículo, a su vez, en el rango de 20000 kilómetros genera ahorros de \$ 14'759.800, siendo ahorros del 6% frente al total gastado por el vehículo convencional evaluado.

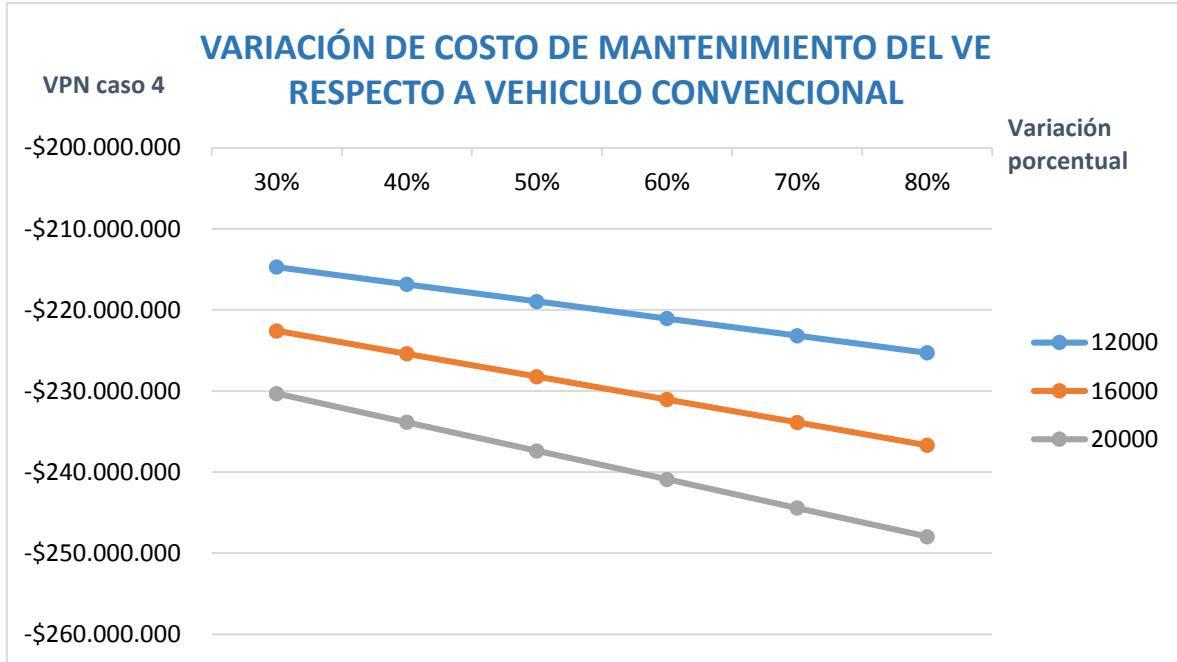
ANEXO 2

A continuación, se muestran los resultados de la sensibilización al costo de mantenimiento del VE, si bien, en la sección 6.2.5.4 se realizó el análisis de costos por kilómetro recorrido, los costos de mantenimiento de los VE respecto al vehículo convencional dependen en gran medida en el correcto uso que se le de al vehículo, originalidad de repuestos y mano de obra calificada, entre otras. Por tal motivo, se considera importante conocer el impacto que tiene la variación porcentual del mantenimiento del VE respecto al vehículo convencional empleado en este trabajo de investigación.

Se consideró evaluar el costo de mantenimiento del VE en una franja porcentual que va desde el 30% hasta el 80% del costo de mantenimiento del vehículo convencional, siendo la variación del 30% la más drástica, pues se está considerando que el VE gasta solo el 30% del costo del vehículo convencional.

En la siguiente figura, se evalúa el VPN del caso 4 para estrato 4 con 12000, 16000 y 20000 kilómetros de recorrido.

Figura Anexo 2-1 Variación del costo de mantenimiento del VE respecto al vehículo convencional.



Elaboración propia.

Como se puede ver en la figura anexo 2-1, el margen total de variación entre el 30% y 80% del costo es de \$10.580.339, \$14.107.119, \$17.633.899 para el recorrido de 12000, 16000 y 20000 kilómetros anuales, respectivamente. Ahora con respecto al valor supuesto para el modelo inicial del 50%, en la tabla anexo 2-1 se muestra el comportamiento del costo de mantenimiento del VE respecto a dicho valor inicial.

Tabla Anexo 2-1 Variación porcentual del costo de mantenimiento del VE respecto al tomado en el modelo.

	RECORRIDO ANUAL		
	12000	16000	20000
30%	1,93%	2,47%	2,97%
40%	0,97%	1,24%	1,49%
60%	-0,97%	-1,24%	-1,49%
70%	-1,93%	-2,47%	-2,97%

80%	-2,90%	-3,71%	-4,46%
------------	--------	--------	--------

Elaboración propia.

Como se puede ver en la tabla anterior, los porcentajes del 30% y 40% dan una variación porcentual positiva, eso quiere decir que significa un ahorro, mientras que las variaciones negativas significan gasto adicional. También se puede notar que mientras mas grande es el valor del recorrido, mas impacto tiene el costo de mantenimiento en el VPN y que la escala del 10% evaluada para 12000 kilómetros de recorrido representa aproximadamente el 1% de variación en los resultados del VPN, lo que significa que la variación porcentual es poca ante cualquier gasto adicional en mantenimiento por parte de los dos vehículos evaluados.

Referencias

- Arif A, H. A. (2013). Experimental study and design of smart energy meter for the smart grid. In: Proceedings of the renewable and sustainable energy conference. *IRSEC*.
- Balta-Ozkan, N., Davidson, R., Bicket, M., & Whitmarsh, L. (2013). The development of smart homes market in the UK. Obtenido de <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.08.004>
- Balta-Ozkan, Nazmiye, Benjamin, B., & Oscar, A. (2014). European smart home market development: Public views on technical and economic aspects across the United Kingdom, Germany and Italy. 3. doi:<https://doi.org/10.1016/j.erss.2014.07.007>
- Berk Celik, R. R. (18 de 05 de 2017). Electric energy management in residential areas through coordination of multiple smart homes. 80. Obtenido de <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.118>.
- Bin Zhou, W. L. (08 de 2016). Smart home energy management systems: Concept, configurations, and scheduling strategies. 61. Obtenido de <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.03.047>
- Bloomberg. (12 de 04 de 2017). When Will Electric Vehicles be Cheaper than Conventional Vehicles? *Bloomberg*. Obtenido de <https://www.bloomberg.com>
- Canada, N. R. (2018). *Natural Resources of Canada*. Obtenido de <https://www.nrcan.gc.ca/energy/software-tools/7465>
- Cardenas, L., Zapata, M., Franco, C., & Dyrer, I. (2017). Assessing the combined effect of the diffusion of solar rooftop generation, energy conservation and efficient appliances in households. *Journal of Cleaner Production*, 162, 491-503.
- Congreso. (2017). *Proyecto de ley 075*. Obtenido de Congreso de la republica: <http://leyes.senado.gov.co/proyectos/index.php/textos-radicados-senado/p-ley-2017-2018/915-proyecto-de-ley-075-de-2017>
- Congreso de Colombia. (2014). *Ley 1715 de 2014*. Bogotá: Diario Oficial 49150 de mayo 13 de 2014.
- CREG. (2018). CREG 030.
- Di, Z., Songsong, L., & Lazaros, P. (2014). Fair cost distribution among smart homes with microgrid. doi:<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.01.012>
- energía, M. d. (2018). Obtenido de <https://www.minminas.gov.co/precios-ano-2018>
- energy, U. s. (2003). *GRID 2030*. Obtenido de https://www.energy.gov/sites/prod/files/oeprod/DocumentsandMedia/Electric_Vision_Document.pdf

- EPM. (2018). *Empresas Publicas de Medellín*. Obtenido de <https://www.epm.com.co/site/home/institucional/nuestros-servicios/energia#undefined>
- EPM. (2018). *Tarifas y costo de energía eléctrica - Mercado regulado - Noviembre*. Medellín.
- ERCO. (2018). Obtenido de <http://www.ercoenergia.com.co/>
- Erdinc, O. (2014). Economic impacts of small-scale own generating and storage units, and electric vehicles under different demand response strategies for smart households. 26. Obtenido de <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.04.010>
- European Commission. *Renewable energy: what do we want to achieve*. (14 de 09 de 2014). Obtenido de http://ec.europa.eu/energy/renewables/index_en.htm
- Giordano, V., & Fulli, G. (2012). A business case for Smart Grid technologies: A systemic perspective. Obtenido de <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.09.066>
- Grids, T. E. (2010). *Smart grids: strategic deployment document for Europe's electricity networks of the future*. Obtenido de http://www.smartgrids.eu/documents/SmartGrids_SDD_FINAL_APRIL2010.pdf
- Hacienda, M. d. (2018). Tarifa de impuesto vehicular. Obtenido de <http://www.shd.gov.co/shd/node/16683>
- Haider, H. T., See, O. H., & Elmenreich, W. (06 de 2016). A review of residential demand response of smart grid. 59. Obtenido de <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.01.016>
- Hallam, C. R. (2015). Evaluation of the levelized cost of energy method for analyzing renewable energy systems: A case study of system equivalency crossover points under varying analysis assumptions. doi:<https://doi.org/10.1109/JSYST.2013.2290339>
- Homecenter. (2019). *Homecenter*. Obtenido de <https://www.homecenter.com.co/homecenter-co/category/cat700010/Combos-de-Llantas/N-1yva2vm>
- IDEAM. (2014). *Atlas Interactivo - Radiación IDEAM*. Obtenido de <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>
- institute, S. G. (2010). *Korea's smart grid roadmap 2030*. Obtenido de www.smartgrid.or.kr/Ebook/KoreasSmartGridRoadmap.PDF
- Interoperability, O. o. (2012). *NIST framework and roadmap for smart grid interoperability standards*.
- IRENA. (2012). RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES. IRENA, 45.
- J. Joy, D. J. (2013). Challenges de Smart Grid.

- Jiménez M, C. L. (2014). Scenarios of photovoltaic grid parity in Colombia. *DYNA*. doi:<https://doi.org/10.15446/dyna.v81n188.42165>
- Li, X., & Hong, S. (2014). User-expected price-based demand response algorithm for a home-to-grid system.
- M. Macedo, J. G. (2015). Demand side management using artificial neural networks in a smart grid environment.
- M. Cellura, A. G. (2012). Photovoltaic electricity scenario analysis in urban contexts: An Italian case study. doi:<https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.01.032>
- Ministry of Economy Trade and Industry Japan. (2010). Obtenido de The strategic energy plan of japan.
- Moretti, M., Djomo, S. N., Azadi, H., May, K., Vos, K. D., Passel, S. V., & Witters, N. (2017). A systematic review of environmental and economic impacts of smart grids. Obtenido de <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.03.039>
- motor, R. (2018). Usados Importados. *Revista Motor*.
- Motor, R. (2019). Obtenido de Revista motor: <https://www.motor.com.co/actualidad/industria/mantenimientos-obligacion-necesidad/27620>
- motor, R. (Junio de 2019). *Revista motor*. Obtenido de Revista motor: <https://www.motor.com.co/actualidad/tecnologia/mantenimiento-vehiculo-electrico-veces-barato-hibrido/15149>
- MOTORS, K. (2018). *SOUL EV*. Obtenido de <https://www.kia.com/co/shopping-tools/download-a-brochure.html>
- movilidad, S. d. (2018). *Alcaldia de medellin*. Obtenido de <https://www.medellin.gov.co>
- Muhammad Irfan, J. I. (05 de 2017). Opportunities and challenges in control of smart grids – Pakistani perspective. 71. Obtenido de <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.12.095>
- Nazmiye, B.-O., Rosemary, D., Martha, B., & Lorraine, W. (2013). Social barriers to the adoption of smart homes. Obtenido de <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.08.043>
- NREL. (2018). *Laboratorio Nacional de Energia Renovable de Estados Unidos*. Obtenido de <https://www.nrel.gov/>
- P. Dusa, C. N. (2015). Configuration a Meter Data Management System using Axiomatic Design.

- Palmera, K., Tateb, J. E., Wadudc, Z., & Nellthorpb, J. (2018). Total cost of ownership and market share for hybrid and electric vehicles in the UK, US and Japan. *Science direct*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.10.089>
- perspective, I. C.-a. (2013).
- Pode, R. (2015). Battery charging stations for home lighting in Mekong region countries.
- Ponce, P., Polasko, K., & Molina, A. (07 de 2016). End user perceptions toward smart grid technology: Acceptance, adoption, risks, and trust. 60. Obtenido de <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.01.101>
- report, G. s. (2012). *SmartGrid Canada*.
- Republica, B. d. (2018). *Banrep.gov.co*. Obtenido de <http://repositorio.banrep.gov.co/handle/20.500.12134/7264>
- Republica, C. d. (1994). *LEY 142 de 1994*. Obtenido de <https://www.superservicios.gov.co/>
- S. Kahrobaee, R. R. (2013). A multiagent modeling and investigation of smart homes with power generation, storage, and trading features.
- Saeed Edalati, M. A. (2016). Technical and economic assessments of grid-connected photovoltaic power plants: Iran case study. doi:<https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.08.041>
- Said, M. E.-S. (2015). Photovoltaics energy: Improved modeling and analysis of the levelized cost of energy (LCOE) and grid parity - Egypt case study. doi:<https://doi.org/10.1016/j.seta.2014.11.003>
- Sangster, A. J. (2014). Solar Photovoltaics. *Green Energy and Technology*. doi:https://doi.org/10.1007/978-3-319-08512-8_7
- Santo, K. G., Kanashiro, E., Santo, S. G., & Saidel, M. A. (12 de 2015). A review on smart grids and experiences in Brazil. 52. Obtenido de <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.182>
- SOLAR, J. (2018). Obtenido de www.jinkosolar.com
- Son, Y., Pulkkinen, T., Moon, K., & Kim, C. (2010). Home energy management system based on power line communication.
- Stapleton, G. &. (2012). *Grid-connected Solar Electric Systems*.
- SUI. (Noviembre de 2018). *Sistema Unico de Información de servicios publicos - Servicio de Energia*. Obtenido de <http://www.sui.gov.co/SUIAuth/portada.jsp?servicioPortada=4>
- Superfinanciera. (2009). *Superintendencia financiera de colombia*. Circular externa 032.

- Superfinanciera, s. f. (Septiembre de 2018). *Superfinanciera*. Obtenido de <https://www.superfinanciera.gov.co/inicio/tasas-de-captacion-por-plazos-y-montos-60954>
- SURA. (2018). *Seguros sura*. Obtenido de <https://www.segurossura.com.co/paginas/movilidad/soat.aspx>
- The Worldwatch Institute. Vital signs, volume 20 [Google book version]*. . (2013). Obtenido de http://books.google.com.ph/books?id=wM84ZnZacwC&pg=PA20&lpg=PA20&dq=Electricity+Directive+2009/752/EC&source=bl&ots=aAnakJNQ6l&sig=KqhJs7qf8AB939wFqeXT6hqZk9Q&hl=en&sa=X&ei=vDQPVK_3JMLCigKRsoCACw&ved=0CDcQ6AEwBA#v=onepage&q=ElectricityDirective2009/75
- transporte, M. d. (03 de Noviembre de 2017). RESOLUCIÓN 5476. Bogotá, Colombia.
- transporte, M. d. (2018). *Car center*. Obtenido de <https://www.carcenter.com.co>
- Ueckerdt, F. H. (2013). System LCOE: What are the costs of variable renewables? doi:<https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.10.072>
- uncomo, M. (2017). Obtenido de <https://motor.uncomo.com/articulo/cada-cuanto-cambiar-los-neumaticos-32350.html>
- UPME. (04 de 2016). *Smart grids colombia vision 2030*. Obtenido de http://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/Smart%20Grids%20Colombia%20Visi%C3%B3n%202030/1_Parte1_Proyecto_BID_Smart_Grids.pdf
- US Energy Information Administration. Independent statistics and analysis*. . (14 de 08 de 2012). Obtenido de http://www.eia.gov/countries/analysisbriefs/South_Korea/south_korea.pdf
- VC Gungor, D. S. (2011). Smart grid technologies: communication technologies and standards.
- Vojdani, A. (2008). Smart integration—the smart grid needs infrastructure that is dynamic and flexible.
- XM. (2018). *Información Inteligente*. Obtenido de <http://informacioninteligente10.xm.com.co/transacciones/Paginas/HistoricoTransacciones.aspx>
- Yeliz Yoldaş, A. Ö. (2017). Enhancing smart grid with microgrids: Challenges and opportunities. Obtenido de <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.064>
- Yu, Y., Yang, J., & Chen, B. (2012). The Smart Grids in China—A Review.
- Z. Zhao, W. L. (2013). An optimal power scheduling method for demand response in home energy management system.

Zhang, D., Evangelisti, S., Lettieri, P., & Papageorgiou, L. G. (2016). Economic and environmental scheduling of smart homes with microgrid: DER operation and electrical tasks. *110*. Obtenido de <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2015.11.056>

Zheng J, G. D. (2013). Smart meters in smart grid: an overview. *Proceedings of the green technologies conference*.