



UNIVERSIDAD  
**NACIONAL**  
DE COLOMBIA

# Análisis del modelo de negocio “Pay-as-you-go” para energización rural en Zonas No Interconectadas de Colombia

Laura Montoya-Duque

Universidad Nacional de Colombia  
Facultad de Minas, Departamento de Ciencias de la Computación y de la Decisión.  
Medellín, Colombia

2020

# Análisis del modelo de negocio “Pay-as-you-go” para energización rural en Zonas No Interconectadas de Colombia

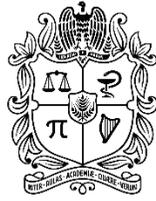
**Laura Montoya-Duque**

Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de:  
**Magister en Sistemas Energéticos**

Director (a):  
PhD Santiago Arango Aramburo

Línea de Investigación:  
Energización de Zonas No Interconectadas

Universidad Nacional de Colombia  
Facultad de Minas, Departamento de Ciencias de la Computación y de la Decisión.  
Medellín, Colombia  
2020



UNIVERSIDAD  
**NACIONAL**  
DE COLOMBIA

# Analysis of the Pay-as-you-go business model for solar energy diffusion in Colombian off-grid regions

Laura Montoya-Duque

## Declaración de obra original

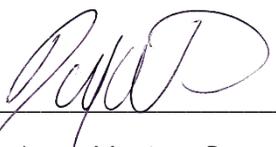
Yo declaro lo siguiente:

He leído el Acuerdo 035 de 2003 del Consejo Académico de la Universidad Nacional. «Reglamento sobre propiedad intelectual» y la Normatividad Nacional relacionada al respeto de los derechos de autor. Esta disertación representa mi trabajo original, excepto donde he reconocido las ideas, las palabras, o materiales de otros autores.

Cuando se han presentado ideas o palabras de otros autores en esta disertación, he realizado su respectivo reconocimiento aplicando correctamente los esquemas de citas y referencias bibliográficas en el estilo requerido.

He obtenido el permiso del autor o editor para incluir cualquier material con derechos de autor (por ejemplo, tablas, figuras, instrumentos de encuesta o grandes porciones de texto).

Por último, he sometido esta disertación a la herramienta de integridad académica, definida por la universidad.



---

Nombre: Laura Montoya Duque

Fecha 22/09/2020

## Agradecimientos

Al proyecto “Modelamiento y simulación de incentivos para la eficiencia energética en Zonas No Interconectadas (ZNI)” código HERMES 47501 por la financiación parcial obtenida para la realización de este trabajo.

Al Deutscher Akademischer Austauschdienst (DAAD) por la beca recibida para intercambio en la Georg-August-Universität Göttingen en el contexto del Subject-Related Partnerships: Sustainable Rural and Agricultural Development.

## Contenido

1	Introducción .....	9
2	Situación de las energías renovables en Zonas No interconectadas de Colombia.....	11
2.1	Esfuerzos anteriores para electrificación en ZNI .....	11
2.2	Barreras para electrificación en ZNI.....	13
3	Modelos de negocio para energía renovable en zonas off-grid.....	15
3.1	Modelos de negocio tradicionales .....	15
3.2	Modelos de negocio alternativos .....	17
	Pay-as-you-go en zonas desconectadas de la red.....	18
4	Modelo Dinámico .....	20
4.1	Descripción del modelo formal.....	21
4.2	Ecuaciones y parámetros.....	23
4.3	Elementos de validación .....	25
5	Simulación de Escenarios.....	26
5.1	Escenarios bajo condiciones actuales de subsidios .....	28
5.2	Escenarios de reducción de subsidios.....	30
6	Conclusiones.....	33
7	Referencias .....	47

## Lista de tablas

Tabla 1.	Variables y ecuaciones del modelo .....	23
Tabla 2.	Parámetros del modelo.....	25
Tabla 3.	Escenarios de penetración solar resultado de variaciones en los coeficientes de Bass .....	27
Tabla 4.	Variables base y cambios ante la introducción de PAYG .....	28
Tabla 5.	Simulaciones escenarios resultantes ante la introducción del PAYG .....	29
Tabla 6.	Variables base y cambios ante la introducción de PAYG .....	30
Tabla 7.	Simulaciones escenarios resultantes ante la introducción del PAYG .....	31

## Lista de figuras

Figura 1. Modelos de negocio por fuente y destino de recursos.....	16
Figura 2. Estructura principal del modelo formal .....	21
Figura 3. Análisis de sensibilidad en la capacidad instalada ante cambios en los coeficientes de Bass. .....	27
Figura 4. Gráfica de referencia – Escenario moderado condiciones actuales.....	29
Figura 5. Gráfica de referencia – Escenario moderado condiciones hipotéticas .....	31

# Análisis del modelo de negocio “Pay-as-you-go” para energización rural en Zonas No Interconectadas de Colombia

Laura Montoya-Duque

**Resumen:** La reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en el sector energético es una prioridad a nivel global. Para lograr dicha reducción, los esfuerzos deben enfocarse en los sectores de mayor potencial de conversión. En Colombia, la matriz eléctrica es considerada limpia, pero esto no da cuenta de la situación en zonas desconectadas de la red (ZNI), donde la gran mayoría de demanda energética se suplente a partir de combustibles fósiles. La energización solar en ZNI es posible si el sector privado se suma a los actuales esfuerzos del sector público, pero para incentivar a los actores privados debe contarse con modelos de negocio que mitiguen los riesgos y reduzcan las barreras existentes. En África, el modelo de negocio Pay-as-you-go (PAYG) ha resultado exitoso en la aceleración de energización solar en zonas desconectadas por parte de compañías solares privadas. En este artículo se plantea un modelo de Dinámica de Sistemas para evaluar los potenciales impactos del PAYG en Colombia. Los resultados indican que las condiciones actuales del mercado ZNI impiden que el PAYG tenga un efecto significativo, pues es un modelo orientado a incentivar el pago de los usuarios finales, mientras que en Colombia las compañías reciben la mayor parte del recaudo directamente del Estado. Se obtienen mejores resultados cuando se plantea una situación hipotética de reducción de subsidios, abriendo la puerta para evaluaciones futuras de una política de este estilo.

**Palabras clave:** Zonas No Interconectadas, Pay-as-you-go, Energización Rural, Energía Solar.

**Abstract:** The reduction of greenhouse gas emissions in the energy sector is a global priority. To achieve such reduction efforts must focus on the opportunities with the highest potential. In Colombia, the electricity matrix is considered clean, but that is without accounting for the situation in off-grid areas known as Non-Interconnected Zones (NIZ), where the vast majority of energy demand is supplied using fossil fuels. Solar energization in NIZ is possible if the private sector joins the current efforts of the public sector, but to achieve so, there must be business models that mitigate risks and reduce existing barriers. In Africa, the Pay-as-you-go (PAYG) business model has been successful to incentivize private solar companies and accelerate off-grid solar energization. This article proposes a System Dynamics model to evaluate the potential impacts of PAYG in Colombia. The results show that the current conditions of the NIZ market do not allow PAYG having a significant effect, since it is a model aimed at encouraging payment from end users whereas companies currently receive most of the money collection directly from the State. Better results were obtained

in a hypothetical situation of subsidy reduction, opening the door for future evaluations of new policies geared to that purpose.

**Keywords:** Non-Interconnected Zones, Off-grid Energy, Pay-as-you-go, Rural Energization, Solar Energy.

## 1 Introducción

Asegurar la sostenibilidad en la provisión de energía es fundamental para que el desarrollo sostenible pueda darse [32], pues su uso está interconectado con la mayoría de desafíos y oportunidades del mundo moderno. Durante el último siglo, el 80% de la energía utilizada por los seres humanos ha provenido de combustibles fósiles [1], convirtiendo al sector energético e el que mayor emisiones de Gases de Efecto Invernadero genera a nivel global [2]. Esto ha motivado el interés de generar soluciones de energía más limpia y optimizar la productividad energética, además de incrementar la cobertura del servicio eléctrico para todas las poblaciones [3], dirigiendo la atención hacia las energías renovables. La importancia de la transición energética ha sido materializada con la inclusión de un Objetivo de Desarrollo Sostenible (ODS N° 7) que promulga el acceso universal a energía asequible, confiable y limpia, además de establecer la necesidad de incrementar la eficiencia energética y el uso de energías renovables para crear comunidades más sostenibles e inclusivas.

Existen numerosos estudios que establecen que el acceso confiable a la energía es esencial para una mejor educación y desarrollo económico, pues contar con electricidad crea un círculo virtuoso en el que se mejoran los servicios de salud, alimentación, la productividad y la equidad en las comunidades [4]. Sin embargo, garantizar dicho acceso a la electricidad en la ruralidad conlleva una serie de retos que en muchos casos requieren de la participación del sector privado, el cual no siempre está dispuesto a enfrentarse a dichas dificultades si no percibe una relación costo-beneficio favorable. Esta situación es relevante en Latinoamérica, donde se proyecta el acceso casi universal a la energía para el 2030; sin embargo, eso sólo será posible si se incluyen innovadores modelos de negocio que le permitan a las compañías privadas identificar un mercado atractivo [5] con una solución financiera viable y sostenible, a la vez que los aspectos técnicos, ambientales y políticos alcancen un estado maduro [6].

En el caso colombiano, la energización de las zonas rurales y desconectadas de la red eléctrica nacional, además de los intereses por promover el desarrollo, se conjuga con intereses ambientales. Es este país, el sector energético es responsable por un 42% del total de emisiones que se generan en el territorio [7]. Los sistemas de generación eléctrica conectados al Sistema Interconectado Nacional - SIN, producen entre un 60% y 70% de electricidad a partir de fuentes hidráulicas, la cual es considerada como energía limpia y con baja huella de carbono [8], mientras que la utilización de combustibles fósiles para suplir las demandas energéticas está concentrada en los sectores transporte, industrial y residencial rural [9].

Las denominadas Zonas No Interconectadas - ZNI, que no pertenecen a la red nacional de electricidad SIN, se encuentran ubicadas en zonas apartadas de los cascos urbanos y en ellas se siguen empleando métodos “tradicionales” para suplir las demandas de energía. En estas zonas, la leña es el energético más utilizado, representando el 77% del total de la energía empleada, seguido por el Gas Licuado de Petróleo – GLP con un 14% [9]. En cuanto a generación de energía eléctrica, el 97% corresponde a fuentes convencionales de energía que proviene de interconexión con países vecinos y plantas diésel, de las cuales éstas últimas aportan alrededor de un 40% de la generación [10], [11]. Como dato indicativo, para 2014 se reportó un consumo de 25 M gal de diésel como electrocombustible en ZNI [11], lo que corresponde a emisiones de 253 mil Ton CO<sub>2</sub> eq relacionadas durante ese año<sup>1</sup>.

El acceso a otros tipos de energía más limpia ha sido históricamente dificultoso en las ZNI debido a varias barreras de distinta naturaleza, a pesar de numerosos esfuerzos de electrificación provenientes principalmente del sector público [12]. Una de las barreras con mayor influencia corresponde a los costos necesarios para la inversión y la operación de sistemas de energías renovables [13], teniendo en cuenta, entre otros factores, que las ZNI corresponden en su totalidad a zonas rurales y estas poseen los mayores índices de pobreza en el país [14].

En el sector energético colombiano es de especial interés promover la inclusión de fuentes limpias y no convencionales de generación, para alcanzar una reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero. Los esfuerzos deben enfocarse particularmente en los subsectores en los que actualmente el abastecimiento de energía se suple a través de fuentes fósiles, entre los cuales se encuentran los hogares ubicados en ZNI. Por otro lado, se ha demostrado una correlación fuerte del uso de electricidad con la creación de riqueza [15]–[17] y con los índices de calidad de vida [18]–[20]. Razón que refuerza la necesidad de incrementar la cobertura de la electricidad y la eficiencia en el uso de recursos energéticos en las zonas más rezagadas en desarrollo económico, entre las que se encuentran las ZNI, dados los altos índices de pobreza y Necesidades Básicas Insatisfechas en dichas zonas [14].

Las iniciativas que se han implementado hasta ahora para acelerar la penetración de fuentes no convencionales de energía no han logrado una amplia difusión de esta tecnología y es necesario encontrar una fórmula que pueda ajustarse a las necesidades de las ZNI. Para el diseño de dicho esquema deben tenerse en cuenta las condiciones socioeconómicas de estas familias, sus perfiles de demanda de energía, los usos en los que se emplea la energía, la disponibilidad a pagar, su percepción de la tecnología solar y la manera en la que puede integrarse a sus modos de vida. Partiendo de la situación evidenciada, surgen modelos que podrían ser implementados y como opción se plantea el modelo de negocio Pay-as-you-go para la difusión de la tecnología solar en ZNI. Este modelo ha mostrado altos niveles de efectividad en países en desarrollo del continente africano, donde se ha probado con éxito para entregar energía solar en zonas desconectadas de la red eléctrica.

Este artículo evalúa la implementación del esquema Pay-as-you-go en el contexto colombiano y las implicaciones asociadas en la difusión de la tecnología solar en ZNI y en la reducción de emisiones. La sección 2 recoge una caracterización de las energías renovables en ZNI. En la sección 3 se exploran

---

<sup>1</sup> Factor de emisión 10,15 Kg CO<sub>2</sub>/gal

los modelos de negocio innovadores para la implementación de energía solar en zonas desconectadas, con especial énfasis en el esquema Pay-as-you-go. La sección 4 describe el modelo propuesto para el análisis basado en dinámica de sistemas. La sección 5 resume los resultados obtenidos, y finalmente las conclusiones se presentan en la sección 6.

## **2 Situación de las energías renovables en Zonas No interconectadas de Colombia**

A nivel geográfico, Colombia es esencialmente rural, con cerca del 82% del territorio ubicado en este tipo de áreas [21]. Aun así, en estas regiones se alberga solamente al 19,55% de la población [22], lo que indica una densidad poblacional dispersa que se ubica por debajo de 100 personas/km<sup>2</sup> [21]. De esta porción rural, la mayoría se encuentra desconectada de la red eléctrica nacional, pues las ZNI corresponden al 52% del territorio colombiano y albergan una población estimada de 1.900.000 habitantes. Dicho territorio está distribuido en un departamento insular, cuatro capitales departamentales, 17 departamentos, 97 municipios, 37 cabeceras municipales y 1.728 localidades [23]. El servicio de energía eléctrica en estas zonas es prestado por 5 compañías esencialmente: Gensa, Cedenar, Enam, Sopesa y Emseroccidente.

La ruralidad colombiana posee los menores niveles de ingresos promedio del país y el 40,3% de esta población está clasificado como pobre, según el Índice de Pobreza Multidimensional IPM [24]. Frente a esto, el Gobierno nacional ha impulsado diversidad de programas y estrategias dirigidas a diferentes frentes, buscando promover el desarrollo económico en la ruralidad colombiana e intentando contrarrestar los altos niveles de pobreza. Dichas estrategias se han evaluado con distintos niveles de éxito en su implementación y en los resultados obtenidos [25]. Sin embargo, los indicadores de pobreza y de subdesarrollo siguen siendo altos.

### **2.1 Esfuerzos anteriores para electrificación en ZNI**

La tendencia de electrificación de las ZNI en el caso colombiano ha estado encabezada casi enteramente por el sector público. La ampliación de la cobertura ha presentado un incremento sustancial a partir del 2009 [26], año en que se identificaron 78.818 viviendas sin servicio eléctrico y susceptibles de ser conectadas al servicio en ZNI. Luego, durante el periodo 2009-2014, se realizaron inversiones por 164 mil millones de pesos, 92% de los cuales fueron correspondientes a recursos públicos, y se alcanzaron 57.455 nuevos usuarios, indicando una cobertura del 90,5% de los usuarios identificados inicialmente. Adicionalmente, se definió la meta en el Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014 de llegar a una cobertura del servicio de energía eléctrica en áreas ZNI del 75,5% para 2019. Sin embargo, el servicio de energía no es estable y la prestación se da durante 14 horas al día en promedio [27], además de los constantes cortes por fallas en las plantas diésel de generación.

A nivel gubernamental no existen metas referentes a la inclusión de una proporción de la electricidad proveniente de fuentes renovables no convencionales en las ZNI, sino que estos avances se han ido ejecutando a partir de iniciativas propias de algunas entidades de gobierno. Históricamente, los Planes Nacionales de Desarrollo (PND) desde el 2002 hasta el presente, sólo han incluido metas

concretas para la conexión usuarios nuevos (ampliación de cobertura) [28]. Por tanto, los esfuerzos, mediciones, seguimientos y ejecución de proyectos van encaminados a ampliar la cobertura y las horas de prestación del servicio, sin estar definido el tipo de recurso energético que se utilizará para dicha labor. Lo anterior muestra una prevalencia de los objetivos de desarrollo y superación de la pobreza, por encima de los objetivos medioambientales. Sin embargo, la conservación ambiental está ligada estrechamente con la sostenibilidad del crecimiento económico a largo plazo [29], [30], y la inclusión de energías renovables junto con modelos de gobernanza o vinculación a procesos productivos puede aportar a la construcción de desarrollo [31], por tanto, ambos tipos de objetivos deben ser coincidentes.

La materialización de las estrategias de origen público por energizar las ZNI, se ha dado a través de diferentes entidades y fondos como el FAZNI - Fondo de apoyo financiero para la energización de las Zonas No Interconectadas; el FENOGE - Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía; el FOES - Fondo de Energía Social; el FSRI - Fondo De Solidaridad Para Subsidios y Redistribución de Ingreso; el IPSE - El Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas; y los Planes de Energización Rural Sostenible – PERS [12]. Lo que demuestra una diversificación de los esfuerzos provenientes de un solo origen.

El Programa de Energización Para Zonas No Interconectadas (CONPES 3108) definió en 2001 las primeras metas de energización, las cuales iban encaminadas principalmente a aumentar la cobertura para aquellos usuarios que aún no contaban con el servicio y a incrementar las horas de servicio prestada a cada población. El seguimiento al cumplimiento de dichas metas presentado en el Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica 2013-2017 [32] establece que la principal alternativa para aumentar las horas de servicio es la conexión de ZNI al SIN, incluyendo el desarrollo de nueva infraestructura en interconexiones en las zonas Centro-Occidente del Chocó, y Costa Pacífica Caucana y Nariñense.

Los Planes de Energización Rural Sostenible Departamental o Regional no han sido tan fuertes como se esperaba [32], debido principalmente a una falta de coordinación entre las distintas entidades, públicas y privadas, que impulsan el desarrollo en estas zonas. Los recursos son destinados a cubrir la inversión inicial y no se promueven actividades que aseguren la sostenibilidad de los proyectos a largo plazo, tales como el desarrollo de procesos productivos y esquemas empresariales liderados por los mismos pobladores, razón por la que los sistemas instalados han entrado en desuso o se encuentran en malas condiciones y, sobre todo, no contribuyen a la generación de desarrollo económico. Como resultado de estos planes, a 2017 solamente se han implementado 3 proyectos solares fotovoltaicos para usos individuales y sociales [27], a pesar de que el mantenimiento de estos sistemas, una vez asegurada la compatibilidad con las prácticas de la comunidad, debería resultar sencillo dados sus bajos costos de operación y mantenimiento.

En cuanto los resultados del FAZNI, fondo que actualmente tiene vigencia hasta el año 2021 (Ley 1753 de 2015), éste sólo ha ejecutado un total de 36 proyectos fotovoltaicos para usos individuales y sociales durante el periodo 2007 – 2017 [27]. Adicionalmente, no se tiene conocimiento acerca de si la infraestructura instalada continua en operación y, por tanto, si los esquemas de sostenibilidad implementados fueron exitosos [23].

Los resultados de las demás entidades que han sido creadas para promover la energización de ZNI, incluyendo la implementación de sistemas basados en Fuentes No Convencionales de Energía para suplir estas demandas, tampoco constituyen un gran impacto. Tal es el caso del IPSE, cuya labor ha sido principalmente de coordinación y generación de información [33], y del FENOGE, quien tiene proyectos aprobados pero ninguno ejecutado a corte de 2019 [34].

La conjunción de las estrategias públicas anteriormente mencionadas ha dado como resultado la ejecución de 507 proyectos de energización solar en ZNI durante el periodo 2007-2019 [27]. En cuanto a capacidad de generación, al cierre de 2019 se tenía un total de 280,4 MW instalados en ZNI, de los cuales 14,1 MW corresponden a recursos renovables no convencionales [27], lo que indica una participación de solo el 5% en el total de potencia instalada. De dicha capacidad, no se cuenta con información suficiente para diferenciar cuál fue instalada utilizando recursos públicos. Sin embargo, es evidente la baja eficiencia en la ejecución de proyectos y, sobre todo, en promover la inclusión de sistemas solares para cubrir las demandas de energía en ZNI. Pues asumiendo que el 100% de capacidad instalada en fuentes no convencionales (14,1 MW) hubiera sido implementada a partir de la ejecución de los 507 proyectos públicos, se obtiene una implementación de 27,8 kW por proyecto en promedio.

En el corto plazo, no se esperan mayores cambios en la dinámica actual de energización de ZNI, pues se sigue sin tener metas específicas para la incorporación de energías renovables y el Plan Nacional de Desarrollo vigente (2018-2022) se enfoca, de manera similar a los anteriores, en la ampliación de cobertura en cuanto a nuevos usuarios y aumento en el número de horas de prestación del servicio. Es posible que existan proyectos planeados desde el interior de las instituciones dedicadas a la energización de estas zonas, para conversión o aumento de la inclusión de energía solar, pero estas iniciativas no cuentan con el respaldo de una política gubernamental dedicada para tal fin.

## **2.2 Barreras para electrificación en ZNI**

Con respecto a las dificultades que enfrentan las compañías privadas para que la energización solar de zonas desconectadas sea exitosa, se han llevado a cabo diversos estudios [13], [35], [36] para identificar cuáles de las diferentes barreras de naturaleza técnica, económica, institucional, sociocultural y ambiental tienen mayor influencia en la difusión de estas tecnologías, y cómo podrían ser contrarrestadas [35]. En general, las barreras están asociadas a las características inherentes de las zonas rurales en los países en desarrollo, tales como albergar a una población dispersa, estar geográficamente retiradas, con caminos de acceso en condiciones de baja accesibilidad y con largas distancias hasta los asentamientos urbanos. Los hogares obtienen sus ingresos a partir de actividades agropecuarias en los que cada familia suele generar su propia fuente de sustento. Además, las personas con educación superior no encuentran motivaciones significativas para vivir en esas áreas. Estas zonas también poseen altas tasas de analfabetismo, desigualdad de género, falta de acceso a atención médica, infraestructura (carreteras, mercados, información) y suministro de agua limpia [37]. Dichas condiciones aíslan a las poblaciones rurales de su participación en los mercados nacionales o regionales y los proveedores no pueden garantizar un adecuado servicio.

A estas limitaciones, se suman una serie de barreras propias de las energías renovables, las cuales también han sido analizadas [13], [35], [38]–[40] y de las que se identifican como las más críticas las relacionadas con los altos costos de inversión, la falta de acceso a capital, el escaso poder adquisitivo de los hogares rurales, la divergencia con otras prioridades de gasto, la asignación ineficiente de precios para los recursos energéticos, la inadecuada aplicación de la tecnología, la falta de disponibilidad de trabajadores calificados para la implementación, operación y mantenimiento de los sistemas, las cadenas de suministro insuficientemente desarrolladas, y la falta de información o conocimiento. [35]

En particular, algunos autores [35], [41] coinciden en afirmar que las barreras de tipo económico son el mayor obstáculo para la implementación de las energías renovables. Para el caso colombiano, Roso-Ceron y Kafarov [39] establecen que las barreras que más dificultan la difusión de sistemas energéticos renovables son el alto costo inicial, la falta de acceso a créditos y los impuestos comerciales, en su respectivo orden. Adicionalmente, Gómez-Navarro y Ribó-Pérez [13] encontraron que la barrera más significativa para las energías renovables en Colombia es el costo de inversión y operación. Además, en las zonas rurales, las fuentes de energía no convencional se ven enfrentadas a competir con la generación diésel, la cual se encuentra subsidiada.

En general, los costos de inversión solar están mayormente asociados al precio del módulo fotovoltaico, pero estos se incrementan considerablemente en los casos en los que se debe contar con baterías por tratarse de ubicaciones sin posibilidad de respaldo de red, elevando el costo del sistema hasta casi duplicarlo. Otros incrementos están dados por mayores costos de operación y mantenimiento generados en la logística para llegar zonas apartadas de los centros urbanos, mayores costos de transacción en el recaudo de los pagos, y mayor precio unitario al tratarse de sistemas de menor tamaño sin economías de escala [35].

Una compañía que tenga su nicho ubicado en ZNI debe considerar no solamente el precio apropiado para sus productos, sino también la manera de cobrarlos y cómo ayudar a los consumidores a realizar la compra inicial, mientras que en otros mercados las empresas dejan el financiamiento en manos de otra entidad. Por tanto, las compañías solares en ZNI deben desarrollar un conjunto más amplio de competencias para llenar el vacío de financiamiento [4]. La barrera económica se manifiesta en las ZNI al considerar, por ejemplo, que un sistema de generación fotovoltaica puede tener un costo mínimo de USD 482, con una capacidad de generación limitada para cubrir las necesidades de una vivienda, a la vez que la población en las ZNI tiene en su mayoría empleos informales [42] en los que difícilmente alcanzan a percibir un salario mínimo de 264,29 USD/mes<sup>3</sup> y debe destinarse a compras básicas de supervivencia. Adicionalmente, por la misma condición de informalidad en el empleo, esta población no es bancarizada, impidiendo el acceso a facilidades financieras tradicionales como los créditos para la adquisición de bienes a largo plazo.

---

<sup>2</sup> Tomando datos de mercado de 1,4 USD/Wp para soluciones en microrredes y una potencia promedio de 320 W por usuario.

<sup>3</sup> Salario Mínimo Mensual Legal Vigente y TRM promedio para 2018.

Además de encontrar la manera de aliviar la carga financiera que un producto fotovoltaico supondría, las compañías solares en ZNI también deben trabajar en la aceptación de la comunidad frente a la implementación de tales sistemas. Para esto, es necesario generar confianza en la calidad del producto y el servicio, y tomar en cuenta las prácticas usuales involucradas en el abastecimiento de electricidad de la población, las cuales incluyen los montos que están acostumbrados a pagar y los canales que utilizan. Esto implica que puede ser necesario apalancar recursos adicionales para llevar a cabo campañas de promoción y educación por parte de ONGs o entidades públicas, de manera que se impulse a mayor escala el interés por sistemas solares en las zonas rurales [4]. Por otro lado, es necesario fortalecer la cadena de abastecimiento, para atender las necesidades de los clientes con calidad y a tiempo y forjar relaciones de confianza. El equipo técnico debe estar complementado con un equipo comercial local capaz de impulsar las ventas a través del boca a boca, demostraciones, campañas puerta a puerta y pruebas de productos, incrementando el conocimiento del producto ofrecido [4].

La conjunción de barreras configura un escenario en el que los factores inherentes a las energías renovables se entrelazan con las dificultades relacionadas a la implementación de tecnología en zonas rurales, apartadas de los cascos urbanos y desconectadas de la red eléctrica. Esto hace que deba tenerse en cuenta el abordaje de dichas barreras para que la iniciativa resulte exitosa, es decir, implica contar con modelos accesibles para las condiciones socioeconómicas de la población en las ZNI, incorporando su capacidad de pago, su idiosincrasia y la relación que mantienen con el uso de la energía, su aceptación de la tecnología, la generación de confianza y la entrega de un servicio de alta calidad.

### **3 Modelos de negocio para energía renovable en zonas off-grid**

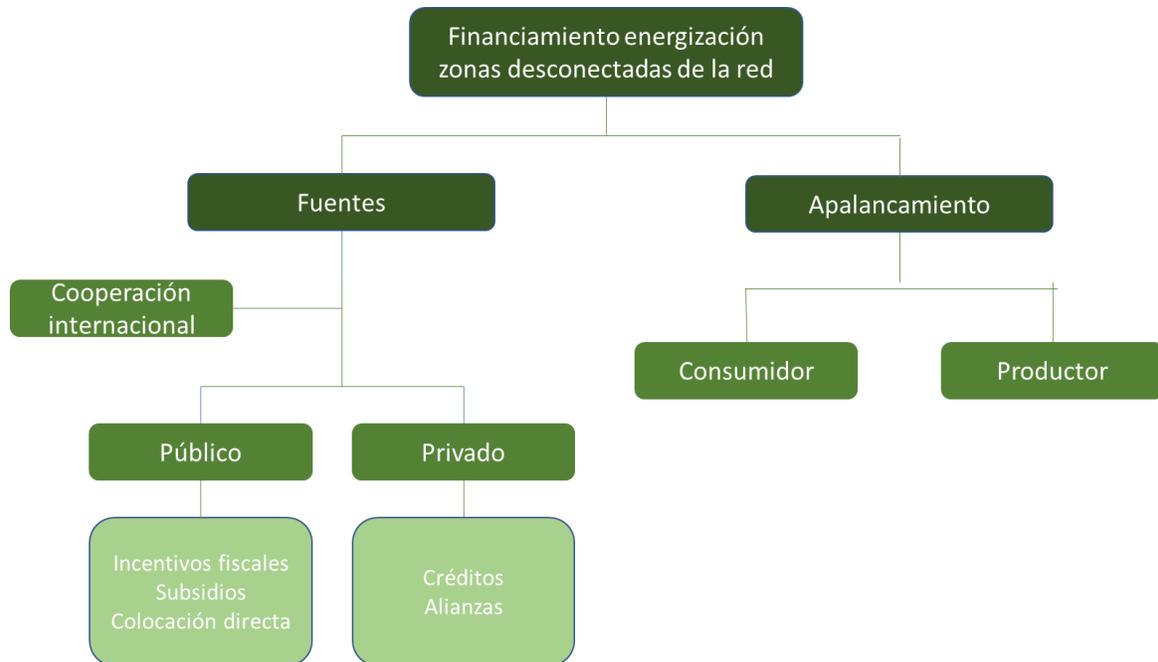
La energización rural en los países en vía de desarrollo se ha llevado a cabo a través de distintos modelos de negocio que se diferencian por el tipo de relaciones que se establecen entre los agentes que participan del mercado y la manera en la que se realizan los intercambios de dinero y la prestación del servicio. En este caso se hace la distinción entre modelos de negocio tradicionales, entendidos como aquellos que se fundamentan en esquemas financieros y comerciales de larga trayectoria, y modelos de negocio alternativos, para definir aquellos que incorporan innovación en las figuras financieras y comerciales utilizadas con el fin de acercar el capital a población no bancarizada.

#### **3.1 Modelos de negocio tradicionales**

Para la energización de zonas desconectadas se han aplicado diversas configuraciones de modelos de negocio con distintos niveles de sofisticación, tanto en Colombia como en el mundo. Muchos de ellos incluyen la interacción entre el sector público y el sector privado. En general, dichos modelos pueden diferenciarse, además de la fuente de la que provienen los recursos, en el destino del apalancamiento conseguido. El sector público, suele colocar los recursos a través de herramientas como incentivos fiscales, subsidios, beneficios tarifarios, tasas de interés preferenciales y destinación

de capital para la ejecución de proyectos; mientras que el sector privado busca financiación a través de créditos y alianzas. Ambos tipos de actores pueden, entre otros, utilizar la ayuda de cooperantes internacionales para financiar sus operaciones. En cuanto a la canalización de recursos, estos pueden estar destinados directamente a los consumidores (financiamiento *down-stream*) o dirigirse hacia los proveedores (financiamiento *up-stream*).

Figura 1. Modelos de negocio por fuente y destino de recursos



Fuente: elaboración propia a partir de [43]

En Colombia, los recursos públicos se han colocado mayormente de manera directa para la ejecución de proyectos y el sector privado suele apalancarse -adicionalmente- a través de la banca comercial. Una vez los proyectos están implementados, las compañías privadas prestadoras del servicio obtienen sus ingresos a través de pagos compuestos por (i) un cobro por el servicio que se carga directamente a los usuarios, (ii) recursos públicos otorgados bajo la figura de subsidio para el usuario.

El modelo de cobro por el servicio más un subsidio gubernamental es un modelo tradicional en el mundo [5], que funciona cuando el gobierno acuerda delegarle a una compañía el control sobre un área geográfica o limitar la competencia a un número determinado de agentes. Estas compañías asumen toda la inversión necesaria para prestar el servicio de electricidad y luego cobran por la cantidad de energía consumida mes a mes. En zonas desconectadas, dicho modelo suele aplicarse para la implementación de mini y microrredes, pues estas necesitan grupos de usuarios concentrados en una zona para que el esquema pueda ser rentable, dado que el desarrollador del proyecto debe asumir altos costos iniciales para desplegar la infraestructura necesaria, incurriendo en largos periodos de retorno de su inversión y requiriendo asegurar contratos de largo plazo [43].

Existen otros modelos de negocio tradicionales con menor éxito en su implementación en zonas desconectadas, tales como la compra a plazos o la adquisición de créditos y microcréditos. El modelo de compra a plazos funciona fundamentalmente como un esquema de arrendamiento, en el que el consumidor paga directamente al proveedor un canon mensual fijo por la electricidad generada y al final del contrato recibe la propiedad de los activos, con plazos superiores a 10 años. En los países donde ha sido estudiado este modelo de negocios para electrificación solar en zonas desconectadas se ha encontrado que la financiación se ha otorgado a clientes que tienen un empleo estable y cuyos empleadores tienen un acuerdo con una compañía solar, pues la cuota mensual se deduce directamente del salario de la persona [43]. Por lo tanto, este modelo excluye a los hogares más pobres y marginados, con empleos informales.

El esquema de microcréditos suele implementarse cuando una compañía privada del negocio solar trabaja en estrecha colaboración con una institución financiera (bancos rurales, cooperativas de ahorro y crédito o instituciones de microcréditos), cuyo foco sea la población rural y que esté dispuesta a otorgar créditos a los adquirientes de sistemas solares. Estos esquemas suelen tener altas tasas de interés y requerir de codeudores o garantías, por lo que constituye un modelo caro para las familias de bajos ingresos e inaccesible para aquellos que no tienen capacidad de proporcionar garantías [5]. Las razones que se han catalogado como principales para que este modelo no haya sido suficientemente exitoso en proveer financiamiento para energías renovables en zonas desconectadas [44] son su incapacidad para alcanzar a la población rural dispersa y con empleos no formales, junto con las altas tasas de interés que, además de dejar por fuera a la población de la base de la pirámide, refuerzan los círculos de pobreza.

### **3.2 Modelos de negocio alternativos**

A partir de las experiencias adquiridas con los modelos de negocio tradicionales, comenzaron a surgir nuevos enfoques para la financiación de sistemas solares en poblaciones rurales desconectadas. El hecho de tener usuarios potenciales que necesitan una solución de electrificación y que no cuentan con una solución financiera que se adapte a sus particularidades, deja un espacio de mercado disponible para que las compañías innoven en la manera de prestar ambos servicios. En las zonas rurales, un financiamiento flexible es visto como la manera de mitigar la barrera de costos y riesgos para aquellos usuarios que no pueden pagar los costos iniciales o consideran que la inversión es demasiado osada en relación con una nueva tecnología [7].

Los nuevos modelos están vinculados a tecnologías de monitoreo en tiempo real (RTM) a través de conexiones máquina a máquina M2M que permiten el control remoto de los pagos hechos por los usuarios. Las estrategias principales de estos nuevos enfoques son llegar a clientes de bajos ingresos mediante pagos iniciales más bajos, cuotas que permiten pagos flexibles [4] y modelos alternativos que permiten el uso de la electricidad. En el contexto de la energía solar, Pay-as-you-go (PAYG), es un término que se usa para describir dichos modelos, cuando éstos involucran sistemas solares en zonas rurales junto con esquemas de pagos electrónicos y conectividad de datos.

El esquema PAYG comparte varios elementos similares con los esquemas de microfinanzas, pues ambos tipos de esquemas implican el desembolso de un capital para ser pagado a plazos, apuntan a población de bajos ingresos y ofrecen la posibilidad de micropagos. Sin embargo, el PAYG difiere significativamente de los microcréditos, en cuanto el PAYG incorpora tecnología para la realización de los pagos, los montos son flexibles y son definidos en función del uso del bien adquirido, no se cuenta con una periodicidad de pago específica e implica el desarrollo de una cadena de suministro que incluye tanto los componentes técnicos como financieros integrados.

Dado que los esquemas PAYG son relativamente recientes, la producción académica al respecto todavía es limitada. Una revisión reciente de la literatura llevada a cabo por Ockwell et al. [45] muestra que, a principios de 2019, solo existían cinco artículos publicados en revistas académicas indexadas, siete en revistas de profesionales y seis reportes profesionales detallados. Todos estos documentos e informes se centran en África Oriental y no se han trasladado a otros lugares del mundo, lo que dificulta la estimación de los posibles resultados de la aplicación de PAYG en otros países. Ampliar el conocimiento de este modelo en diferentes zonas geográficas y bajo diversas condiciones socioculturales es imprescindible para valorar su replicabilidad y si las tasas de éxito alcanzadas en África Oriental pueden transferirse a otros países.

#### Pay-as-you-go en zonas desconectadas de la red

El núcleo del método Pay-as-you-go para zonas desconectadas es que un inversionista asume los costos iniciales para la implementación de un sistema solar destinado a suplir la demanda de uno o varios hogares, luego cada uno de los usuarios paga por la electricidad que consume, la cual es contabilizada mediante un medidor digital, al que tiene acceso tanto el usuario como el inversionista o la compañía solar. El sistema funciona bajo la lógica de energía prepago, donde el usuario realiza recargas de dinero mediante un teléfono celular y el sistema se activa dependiendo de la existencia de créditos en la cuenta de dicho usuario. Esta misma tecnología deshabilita el suministro de energía solar cuando no quedan créditos restantes [46]. Los inversionistas obtienen su retorno a través de los pagos realizados directamente por los usuarios y, en los modelos africanos, la propiedad del equipo es transferida al usuario una vez el inversionista alcanza su rentabilidad esperada.

La aplicación del método varía dependiendo de varios factores y diferencias en su implementación, como la manera de procesar los pagos, de prestar el servicio, los niveles de integración de la cadena o de quién tiene la propiedad de los activos en las diferentes etapas. Ockwell et al. [45] afirman que PAYG es un método dinámico y flexible en el que las compañías se involucran en distintas medidas: algunas sólo proporcionan el software para que otros puedan usarlo, mientras que otras ofrecen administrar tanto los servicios financieros como la tecnología de todo el sistema, incluida la compra, instalación, mantenimiento, final de la vida útil y disposición final.

La flexibilidad de PAYG permite que sea más efectivo para superar las barreras a las que se enfrenta la difusión de energías renovables, especialmente en áreas por fuera de la red [44], [47], [48]. Alstone et al. [47] señalan que el PAYG es efectivo en acercar la financiación a consumidores de bajos recursos y en acelerar el desarrollo del negocio solar en zonas rurales pues permite el desarrollo de

la cadena de abastecimiento en la última milla, transmite confianza en la calidad a los usuarios, reduce los costos de monitoreo y servicio postventa e incrementa la observabilidad del comportamiento del mercado, por lo que las compañías y las instituciones pueden adaptarse más rápido a las necesidades del consumidor. Adicionalmente, las compañías de PAYG difieren los pagos en montos más pequeños y no requiere de historial crediticio [49]. A nivel teórico, Feron [50] argumenta que para la sostenibilidad de un sistema energético se deben satisfacer las necesidades de la comunidad en la que está establecido, respetando sus particularidades y cultura, y además debe ser aceptado socialmente, por lo que requiere de la participación activa de la comunidad en la conceptualización, diseño, implementación y operación del proyecto.

El modelo PAYG ha sido probado en zonas rurales de diversos países africanos [51] como Kenya [43], [44], Rwanda [52], Tanzania [53] y Uganda [54], demostrando un éxito temprano y mayor aceptación a largo plazo para la difusión de la tecnología solar. El caso de éxito de PAYG en Kenya [43], involucra un contexto regulatorio favorable junto con compañías maduras con un alto grado de aprendizaje e interacción entre ellas, resultando en el desarrollo de productos innovadores y en el avance gradual de la estrategia comercial. Las prácticas clave que les permitieron sostener un crecimiento continuado incluyen la consideración de la asequibilidad para los clientes, periodos de contrato variables, el enfoque en la prestación de servicio de alta calidad, una cuidadosa segmentación del cliente basada en el riesgo, el envío de recordatorios e incentivos para promover el pago, un robusto sistema de monitoreo remoto y local, campañas de educación del cliente, una estrategia de desarrollo empresarial basada en el área local con personal contratado tiempo completo, y un equipo de ventas altamente incentivado y capacitado para revisar la capacidad de pago de los clientes potenciales, e implementar estrategias de fidelización. Este conjunto de estrategias, junto con la confianza de los consumidores de Kenia en las compañías y en el sistema de transacciones móviles, le han permitido a las empresas de PAYG como M-KOPA mantener tasas de repago del 95% [54].

Otra de las características particulares que ha sido señalada como aspecto fundamental para el éxito de un esquema de financiación de sistemas solares en zonas desconectadas, es vincular el diseño de los pagos con los patrones de consumo actuales de los hogares en los que fuera a implementarse, particularmente con los costos de los energéticos empleados antes de hacer la conversión (combustibles derivados de petróleo, biomasa, velas, y baterías), y definir de acuerdo a esto el tamaño del sistema inicial [55]. Las compañías keniatas de PAYG llevaron a cabo fases de prueba para evidenciar la capacidad de pago de sus clientes, junto con una investigación cuidadosa de sus gastos habituales en consumo de energía y recargas de celular, a partir de las cuales definieron los montos que podían pagar sus usuarios [43]. En el caso latinoamericano, algunas compañías que han implementado parcialmente el modelo PAYG para la recolección de pagos en México y Perú, dan muestras de haber analizado los ingresos y gastos relacionados con energía en las comunidades rurales para definir su capacidad de pago. Adicionalmente, la compañía ENERGETICA en Bolivia también permite que los pagos se controlen cada tres o seis meses, para adaptarse a la falta de liquidez de la población que atiende. [5]

## 4 Modelo Dinámico

Para evaluar la efectividad del modelo PAYG en promover la implementación de energía solar en las ZNI de Colombia, se plantea el desarrollo de un modelo de Dinámica de Sistemas que incorpore la teoría de difusión de innovaciones y permita explorar la interacción entre los distintos agentes que componen el sistema, los grupos de interés, características de consumo y trayectoria del mercado, realizando simulaciones computarizadas. Teniendo en cuenta que la experimentación en campo implica costos significativos, esta metodología resulta adecuada para testear los impactos generados ante cambios en el sistema a priori y poder hacer recomendaciones. La efectividad del mecanismo será evaluada en la medida en la que, ante la introducción del modelo PAYG en el sistema actual, se acelere la implementación de energía solar en ZNI en el tiempo, comparando frente a un escenario en el que el PAYG no hubiera sido introducido.

Hasta ahora, el análisis del PAYG desde su potencial para promover la adopción de una tecnología a partir de modelos de difusión de innovaciones es escaso. A 2019, sólo se encuentra publicado un estudio que utiliza la teoría de difusión de innovaciones como marco para evaluar los retos en la introducción de esquemas PAYG para energía solar en zonas desconectadas de África Central, concluyendo que el uso de la teoría es útil en dicho caso [51]. Sin embargo, la teoría de difusión de innovaciones, desarrollada y popularizada por Rogers en 1962 [56], ha sido ampliamente utilizada en diversas ramas del conocimiento para explicar cómo una idea o producto nuevo inicia su proceso de difusión en una población, comunidad, organización, o sistema social y la trayectoria que sigue a partir de allí. Ejercicios de simulación muestran que la introducción de cambios puede ser promovida y alcanzada a través de un efecto dominó, que incluye la adopción de un cambio por parte de las personas que componen un sistema social, dependiendo de la comunicación y los canales empleados por los miembros de dicho sistema. Además, los criterios para su decisión inicial son las ventajas relativas percibidas frente a la tecnología actual, la compatibilidad con sus necesidades y estilo de vida, el grado de complejidad o dificultad de uso, la posibilidad de probar la innovación antes de adoptarla, y la observabilidad de resultados tangibles.

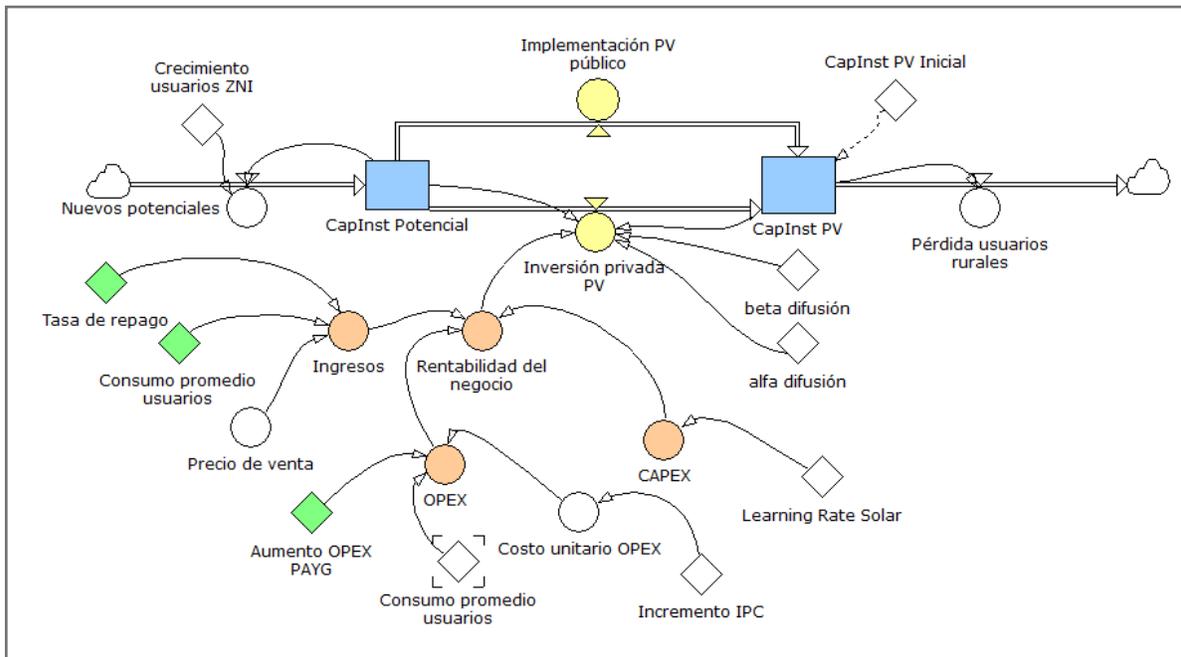
A partir de la teoría propuesta por Rogers, se desarrollaron otros modelos analíticos y matemáticos tanto para explicar la dinámica de los fenómenos de difusión de innovaciones, como para realizar proyecciones y testear estrategias, antes de introducirlas en sistemas sociales. Tal es el caso del modelo de difusión de innovaciones desarrollado por Bass (1969) para la difusión de productos, tecnologías, bienes durables, entre otros. A nivel teórico, dicho modelo incluye un componente de innovación, uno de imitación y unos potenciales adoptadores para explicar la tendencia en la tasa de difusión. Posteriormente el modelo evolucionó para agregar costos y rentabilidad como las variables de decisión que influyen dicha tasa [57]. Asimismo, los modelos de difusión de innovaciones han sido ampliamente utilizados para estudiar fenómenos relacionados con el sector energético en general, tales como la simulación de la difusión de transporte con fuentes energéticas alternativas [58]; el efecto de la aplicación de incentivos para la difusión de energías renovables [59]; la difusión de energía fotovoltaica en el sector residencial de Colombia [60], y en la ciudad de Medellín [61]. Frecuentemente, y como es el caso de estos modelos, la teoría de difusión de innovaciones se conjuga con la disciplina de dinámica de sistemas.

La dinámica de sistemas es utilizada para aproximarse a sistemas complejos que cambian en el tiempo y son caracterizados por comportamientos no lineales, en los que interactúan varios componentes que pueden ser modelados a partir de conceptos como la acumulación de flujos, ciclos, relaciones de realimentación, condiciones temporales y variables externas. La metodología se ha empleado para evaluar la difusión de energías renovables en la Unión Europea [62]; el rol de las energías renovables en la dependencia energética de Finlandia [63]; la difusión de energía fotovoltaica en España [64]; y la difusión de energías renovables en África [65], [66]; por mencionar algunos ejemplos relevantes.

#### 4.1 Descripción del modelo formal

El modelo tiene el objetivo de evaluar el efecto potencial de introducir el PAYG como mecanismo de negocio sobre la aceleración de la implementación y difusión de energía solar en las ZNI de Colombia. El análisis de los resultados se concentra en los cambios durante el tiempo sobre la capacidad solar instalada en ZNI, siendo ésta la variable central del modelo. Dicha capacidad instalada se aumenta a medida que una capacidad potencial se convierte en MW efectivamente implementados en sistemas solares. En la Figura 2 se muestra un esquema simplificado del modelo formal, construido en el software Powersim, incluyendo las variables y relaciones principales.

Figura 2. Estructura principal del modelo formal



Para establecer la capacidad potencial se considera aquella que actualmente (2019) se encuentra operativa a partir de combustibles fósiles y que podría ser convertida a renovable, dejando por fuera

los usuarios que aún no cuentan con ninguna solución de electrificación. Esta segmentación se realiza a partir de conocimiento del sector e indagación con actores privados. Los usuarios que aún no cuentan con electrificación corresponden en su mayoría a caseríos indígenas, con alta dispersión y dificultades de acceso que encarecen la logística, haciendo inviable la implementación de micro o miniredes, y para las cuales las soluciones solares individuales con almacenamiento son la única alternativa viable posible. Sin embargo, en estas poblaciones, el PAYG encuentra varias barreras tales como: i) la necesidad de almacenamiento al ser sistemas aislados, duplica el valor del CAPEX, lo que implicaría aumentar el cobro del kWh en más del doble, ii) a pesar de que la mayoría de estas poblaciones tienen antenas de celular cerca, no se les realiza operación y mantenimiento y no se conoce su estado, por lo que no sería posible el recaudo vía recargas de celular, iii) el manejo del dinero y la realización de pagos por servicios no están arraigados culturalmente, pues son poblaciones con poca permeación del sistema económico actual, iv) varias comunidades que ahora se encuentran desconectadas no manifiestan la necesidad de electrificación en sus hogares, teniendo poca aceptación frente a la implementación de dichos sistemas.

Luego de la depuración de la capacidad potencial, se definen dos vías por las cuales ésta pasa a ser capacidad instalada: la inversión pública y la inversión privada. Para la inversión pública se mantiene la tasa histórica de ejecución de proyectos con fuentes renovables en ZNI por parte del Gobierno, mientras que para la inversión privada se utiliza la ecuación de Bass para difusión de innovaciones, que involucra un componente de rentabilidad y un componente de voz a voz como principales motores de la difusión, ajustados a través de dos parámetros (alfa y beta).

Para la implementación del modelo de Bass se tuvo en cuenta que en las ZNI los usuarios cuentan, en su gran mayoría, con muy bajos niveles de ingreso, que deben ser destinados a cubrir sus necesidades básicas y subsistencia, y que no serían suficientes para comprar sistemas solares sin financiación a largo plazo, a la vez que no son sujetos de crédito para los esquemas de financiación tradicional<sup>4</sup>. Por consiguiente, estos usuarios no evaluarían la adopción de la tecnología solar a partir de la rentabilidad, pues su primera barrera es el acceso a capital. Adicionalmente, los usuarios en ZNI utilizan el recurso energético disponible, sin que esto necesariamente implique haber participado en la decisión de qué forma de generación eléctrica se implementaría para su hogar. Por tanto, el análisis se hace desde la perspectiva de la oferta, pues son éstos quienes ejecutan la decisión de la tecnología de generación a implementar. La aplicación de la teoría de Bass desde el punto de vista de la oferta y la rentabilidad del inversionista ha sido demostrada con éxito por otros autores en modelos de dinámica de sistemas para energías renovables [59]. La rentabilidad de las compañías solares se calcula con la relación de ingresos frente a costos, incluyendo tanto los costos de inversión (CAPEX) como de operación y mantenimiento (OPEX).

Los costos de operación – OPEX – corresponden normalmente a los costos de viaje para visitar las poblaciones, revisar los equipos, realizar labores de limpieza y la compensación de los técnicos que realizan dichas visitas, quienes a su vez pueden ejecutar las labores asociadas al recaudo de los pagos

---

<sup>4</sup> Insertar cita inclusión sistema bancario – sacar cifra de los reportes de inclusión financiera. Banca de las oportunidades.

ya agrupados por el recaudador local. Para ingresar el OPEX al modelo se realiza el cálculo de conversión a valor unitario tomando el consumo promedio de los usuarios y obteniendo un precio por kWh. Los costos de operación son principalmente remuneración de personal, por lo tanto, se esperan costos crecientes acuerdo con el crecimiento de la economía. Adicionalmente, se considera dentro de este rubro una provisión para cambio de inversores y de baterías al final de su vida útil.

Los costos de inversión – CAPEX – se refieren al total de capital requerido para la ejecución inicial del proyecto, comprendiendo desde su concepción hasta la puesta en marcha. En este rubro se incluyen los costos de los paneles solares, inversores, baterías, estructura de soporte, diseño, implementación y logística de transporte y montaje. Además, el total del CAPEX se considera decreciente en el tiempo, afectado por una tasa de aprendizaje a partir de la cual se optimizan todos los costos en la medida en la que la tecnología madura. Dicha tasa ha sido verificada en sucesivos análisis de otros autores [67], [68].

Los ingresos se estiman como recaudo por parte de las empresas prestadoras del servicio, el cual tiene una porción pagada por el Gobierno bajo la figura de subsidio al usuario y una porción pagada directamente por dicho usuario. El comportamiento de pago de ambas fuentes se modela bajo una tasa de repago que afecta el total recobrado del total de facturación. Es importante notar que, de ambas fuentes de recaudo la que más peso tiene en las que proviene del Estado, pues esta porción representa más del 90% del total cobrado [27], lo que hace que las compañías generadoras mantengan el servicio disponible para los usuarios, siempre y cuando el subsidio les sea girado por el Gobierno. Se incluye además el total facturado mes a mes, que corresponde a un valor unitario multiplicado por el promedio de consumo de los usuarios, y aumenta anualmente de acuerdo al incremento en las tarifas de energía.

## 4.2 Ecuaciones y parámetros

El modelo de dinámica de sistemas distingue entre variables de nivel, las cuales actúan como acumuladores de los cambios que se producen durante el tiempo; variables de flujo, que siempre van asociadas a los niveles y regulan la entrada o salida de estos; variables auxiliares, las cuales sirven para convertir información a través de cálculos; y parámetros, que corresponden a valores constantes durante todo el periodo de simulación [69]. Dichos tipos de variables tienen su correspondiente formulación matemática que permite la simulación de los cambios en el sistema a través del tiempo. El detalle matemático presente en cada uno de estos componentes se resume en la siguiente tabla.

Tabla 1. Variables y ecuaciones del modelo

Variable	Tipo	Sigla	Ecuación
Nuevos potenciales	Flujo	$N_p$	$N_p = C_{ip}C_u$
Capacidad instalada potencial	Nivel	$C_{ip}$	$\frac{\partial C_{ip}}{\partial t} = N_{p,i} - I_{pu,i} - I_{pr,i}$

Variable	Tipo	Sigla	Ecuación
<i>Valor inicial: Capacidad operativa con FCNER a 2019. [70]</i>			
Capacidad instalada PV	Nivel	$C_i$	$\frac{\partial C_i}{\partial t} = I_{pu,i} + I_{pr,i} - P_{ur,i}$
Pérdida usuarios rurales	Flujo	$P_{ur}$	$P_{ur} = C_u C_i$
Implementación público	PV	Flujo	$I_{pu}$ $0,81 \text{ MW/yr [27]}$
Inversión privada PV	Flujo	$I_{pr}$	$Si R > 1: I_{pr} = \alpha_s C_{ip} + \beta_s R C_{ip} \left(\frac{C_i}{C_{ip}}\right)$  $Si R < 1: I_{pr} = 0$
Rentabilidad	Auxiliar	$R$	$R = \frac{I}{Kpx + Opx}$
CAPEX	Auxiliar	$Kpx$	$Kpx = U_{Kpx} * 1,1 \text{ kW [70]}$
OPEX	Auxiliar	$Opx$	$Opx = U_{Opx} * (kWh_p * 240mes) + (U_{Kpx0} * 16\% * 1,1 \text{ kW}) + (U_{Kpx0} * 70\% * 1,1 \text{ kW})$
Ingresos	Auxiliar	$I$	$I = RR \times (P_{kWh} kWh_p \times 240mes)$
Costo unitario CAPEX	Auxiliar	$U_{Kpx}$	$U_{Kpx} = U_{Kpx0} * \left(\frac{C_i}{C_{i0}}\right)^{\gamma_{Kpx}}$
Elasticidad de aprendizaje	Auxiliar	$\gamma_{Kpx}$	$\gamma_{Kpx} = \frac{\ln(1-LR_s)}{\ln 2} [71]$
Costo unitario OPEX	Auxiliar	$U_{Opx}$	$U_{Opx} = U_{Opx0} * (1 + IPC)^n + 30$
Precio de venta	Auxiliar	$P_{kWh}$	$P_{kWh} = P_{kWh0} \times (1 + IPP)^n$

Los parámetros corresponden a valores numéricos que integran información dentro del modelo y permiten conectarlo con el sistema real, dado que acercan las simulaciones a resultados razonables. Éstos son estimados a partir de diversas técnicas relacionadas con la validación de la estructura o del comportamiento del modelo como el método de mínimos cuadrados, el criterio de máxima verosimilitud u otras técnicas de optimización para minimización de errores, además pueden obtenerse de información estadística o académica disponible. En este caso, los parámetros provienen de fuentes estadísticas, de mercado, y de fuentes académicas, y son afinados a través de la calibración del modelo.

Tabla 2. Parámetros del modelo

Variable	Sigla	Valor
Crecimiento usuarios ZNI	$C_u$	-0,03% anual. Se proyecta la tendencia de la serie histórica 1965 – 2018. [72]
Capacidad instalada PV inicial	$C_{i0}$	14,1 MW capacidad operativa con fuentes renovables a 2019. [27]
Alfa innovación	$\alpha_s$	0,01 [59]
Beta difusión	$\beta_s$	0,025 [59]
Costo unitario inicial CAPEX	$U_{Kpx0}$	Valor de mercado para soluciones solares en ZNI. Consultado directamente con las compañías.
Tasa de aprendizaje solar	$LR_s$	10% cuando se considera el valor global para los costos totales de puesta en marcha. [67], [68]
Costo unitario inicial OPEX	$U_{Opx0}$	Valor de mercado para soluciones solares en ZNI. Consultado directamente con las compañías.
Incremento IPC	$IPC$	3,80% anual.
Consumo promedio usuarios	$kWh_p$	92 kWh/mes [32].
Precio inicial energía	$P_{kWh0}$	Valor de mercado para obtener una rentabilidad atractiva para el sector privado (12%) dados los costos utilizados, validado directamente con compañías solares.
Crecimiento tarifa	$IPP$	3,80% anual. [73]
Tasa de repago	$RR$	94,4%. Validado directamente con compañías solares en ZNI.
Tasa de aprendizaje solar	$LR_s$	10% cuando se considera el valor global para los costos totales de puesta en marcha. [67], [68]

### 4.3 Elementos de validación

Para verificar la robustez del modelo es necesario validar las suposiciones base sobre las que se fundamenta su estructura y su ajuste para replicar el comportamiento del sistema. Para esta validación, se parte desde la premisa de que los modelos de Dinámica de Sistemas son descriptivos de las relaciones de causalidad y son esencialmente orientados al diseño más que a la predicción, lo que hace esencial que la validación se centre sobre la estructura [69], [74]. Se condujeron una serie de pruebas de diversos tipos, yendo desde el testeo de los límites del modelo, su estructura, consistencia dimensional y test de condiciones extremas [69], [74]. Por la naturaleza del método de modelación en dinámica de sistemas, la validación se hace de manera iterativa a través de un proceso

gradual, semiformal y conversacional, que también incluye revisión de literatura consistente, discusiones con directivos de compañías solares y conocimiento personal del mercado de ZNI.

En cuanto a la prueba de límites del modelo, la decisión acerca de las variables que debían ser incluidas y las que debían dejarse por fuera se hizo a través de un proceso de agregación gradual, con el objetivo de obtener un modelo simple, capaz de reproducir un sistema real complejo y en el que pudieran observarse las variables de influencia sobre la capacidad solar instalada en ZNI. Además, junto con el proceso de agregación gradual, se probó la consistencia dimensional de las variables que interactuaban y las resultantes, verificado con ayuda del software utilizado para desarrollar el modelo. El horizonte de tiempo de simulación se definió en 15 años, dado que un esquema PAYG tomaría entre dos y tres años para ser implementado, cinco años para empezar a notar sus efectos y quince años para evaluar sus resultados a largo plazo.

Adicionalmente, las variables, las relaciones establecidas y la estructura planteada se probaron consistentes con el sistema real. Para la capacidad potencial se tomó solo aquella capacidad que fuera posible implementar bajo un modelo de negocios de PAYG, teniendo en cuenta las barreras técnicas y socioculturales, y dejando por fuera aquella capacidad que puede instalarse con energía solar, pero no bajo un modelo PAYG. Para la adición de nueva capacidad solar instalada se consideraron las características de decisión para la implementación pública y para la implementación privada. La rentabilidad, el modelo de ingresos y de egresos se verificaron con compañías solares operando actualmente en ZNI para reflejar valores coherentes. Por otro lado, se verificó que los valores máximos y mínimos en cada variable durante la simulación estuvieran dentro de los límites físicos posibles y los parámetros introducidos se validaron a través de referencias bibliográficas con valores obtenidos por otros autores en experimentación y datos históricos.

Para la prueba de valores extremos, se evaluó el comportamiento del modelo al introducir valores negativos, iguales a cero o mucho mayores (+ 200 %) a los establecidos en las variables de tasa de implementación pública, CAPEX, OPEX y precio de la energía, frente a los cuales el modelo se comportó de acuerdo a lo esperado.

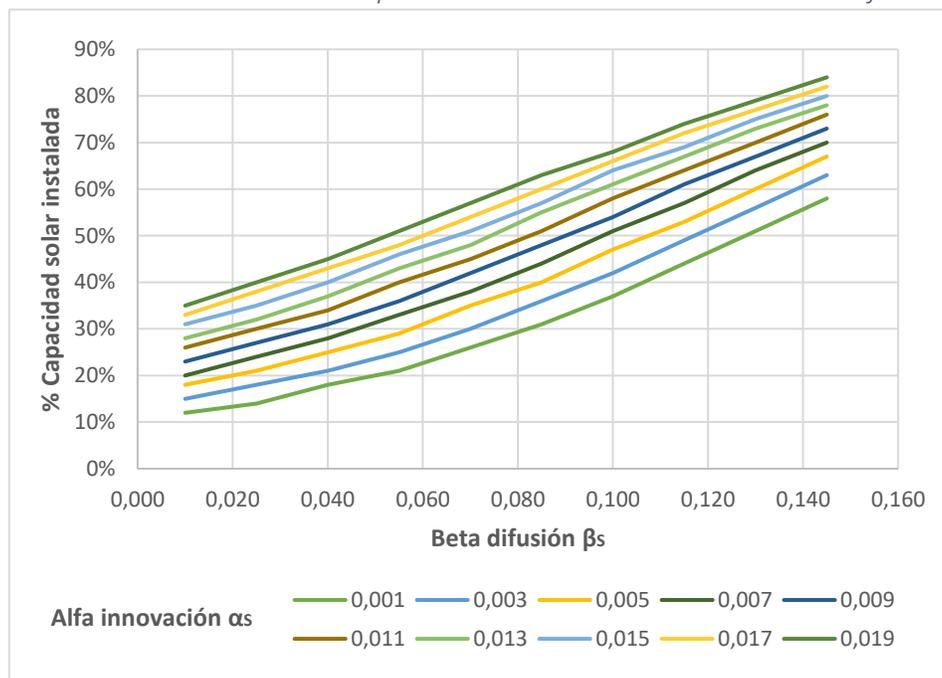
## **5 Simulación de Escenarios**

En esta sección se muestran las simulaciones del modelo, en las que se evalúa el desempeño de PAYG para ZNI en Colombia. Se muestra el comportamiento del sistema actual, ante la introducción de un modelo de negocio orientado a estimular la inversión privada, observando los cambios en la capacidad solar instalada en ZNI durante el tiempo, en tres escenarios alternativos. En particular, se parte de cómo el modelo PAYG modifica los niveles de recaudo de los ingresos y los costos de operación para las compañías solares, a la vez que los usuarios aumentan su consumo eléctrico ante un mejoramiento en el suministro. Las variables del modelo sobre las que se valida el efecto son la capacidad instalada, la rentabilidad percibida por los inversionistas y las emisiones evitadas. La primera simulación se hace introduciendo el PAYG al sistema tal como funciona ahora, y se hace una segunda simulación con condiciones hipotéticas en la que se aumenta la proporción del recaudo de

las compañías solares susceptible de afectarse ante la entrada del PAYG, es decir, se incrementa la porción del pago asumida por los usuarios finales.

La definición del modelo de difusión de Bass, está fundamentada en una ecuación principal que depende de dos parámetros: un coeficiente de innovación y uno de imitación. Por tanto, la selección de los valores asignados a dichos parámetros modifica los resultados y el comportamiento de la trayectoria de difusión. Para la definición de los escenarios de simulación se evaluó primero como cambia la capacidad instalada en energía fotovoltaica en el modelo ante diferentes valores en los coeficientes  $\alpha_s$  y  $\beta_s$  (ver Figura 3).

Figura 3. Análisis de sensibilidad en la capacidad instalada ante cambios en los coeficientes de Bass.



De dicho análisis se concluye que la proporción de capacidad solar instalada con respecto al total operativo se correlaciona, de acuerdo a lo esperado, de manera directa con los parámetros de innovación e imitación, a la vez que se percibe un comportamiento lineal en dicho aumento. Se seleccionan tres combinaciones de parámetros para obtener tres escenarios: uno conservador, uno moderado y uno agresivo, donde se tengan penetraciones esperadas del 30%, 50% y 70% de energía solar en ZNI al final del periodo de simulación, respectivamente (ver Tabla 3). Estos parámetros se mantendrán para las simulaciones posteriores.

Tabla 3. Escenarios de penetración solar resultado de variaciones en los coeficientes de Bass

Escenario	Alfa innovación $\alpha_s$	Beta difusión $\beta_s$	Penetración solar (año 15)
Agresivo	0,011	0,13	70%

Escenario	Alfa innovación $\alpha_s$	Beta difusión $\beta_s$	Penetración solar (año 15)
Moderado	0,007	0,1	50%
Conservador	0,003	0,07	30%

### 5.1 Escenarios bajo condiciones actuales de subsidios

El objetivo de esta simulación es evidenciar los cambios sobre la capacidad solar instalada ante modificaciones en las variables de tasa de repago, consumo promedio de los usuarios y costos de operación (OPEX). Se parte de los tres escenarios definidos: moderado, conservador y agresivo y se plantea para cada uno una situación de crecimiento sin la entrada de PAYG (exante) y una situación posterior a la introducción del PAYG (expost), modificando a las variables descritas (ver Tabla 4). En la actualidad, las compañías que prestan el servicio de electricidad reciben la mayor parte de sus ingresos de parte del Estado, quien subsidia entre un 90 – 99% de la tarifa por kWh facturada. Para el ejercicio de simulación se asume que un 93% del recaudo proviene de dicha fuente. Adicionalmente, se sabe que los usuarios actuales no presentan un buen comportamiento de pago, por lo que del 7% restante facturado que les corresponde, se asume que se recauda un 20%, dando como resultado un total de 94,4% recaudado. Con la introducción del PAYG y partiendo de los resultados obtenidos en África Central [44], [54], [55], [75], se asume que los usuarios mejorarían su comportamiento de pago hasta un 60%, obteniendo un total de 97,2% recaudado.

Para la definición de los valores de consumo promedio se parte de las fuentes oficiales que declaran un consumo promedio de 92 kWh/mes por hogar en ZNI [32], y se asume un aumento para la situación posterior a la introducción del PAYG dado por la mejora en la confiabilidad y la disponibilidad del suministro eléctrico. Dicho aumento se calcula a partir de la incorporación de dos bombillas adicionales por 4 horas diarias durante 30 días, un ventilador 2 horas diarias por 20 días y un celular una hora diaria por 30 días al mes, para un consumo de 113 kWh/mes. Finalmente, para definir el cambio en los costos de operación, se asume un aumento de 15% en total, por ser un valor usualmente empleado en actividades de administración, logística e imprevistos, teniendo en cuenta que el cambio en dichos costos no ha sido cuantificado en los casos de aplicación anteriores. Estos costos merecen una evaluación más profunda que dé cuenta del aumento real al que se verían enfrentadas las compañías por tener que mejorar la cadena de suministro, la gestión comercial y facilitar las transacciones con tecnología digital.

*Tabla 4. Variables base y cambios ante la introducción de PAYG*

Variables	Valores exante	Valores expost
Tasa repago	94,40%	97,20%
Consumo promedio usuarios (kWh)	92	113
Opex	100%	115%

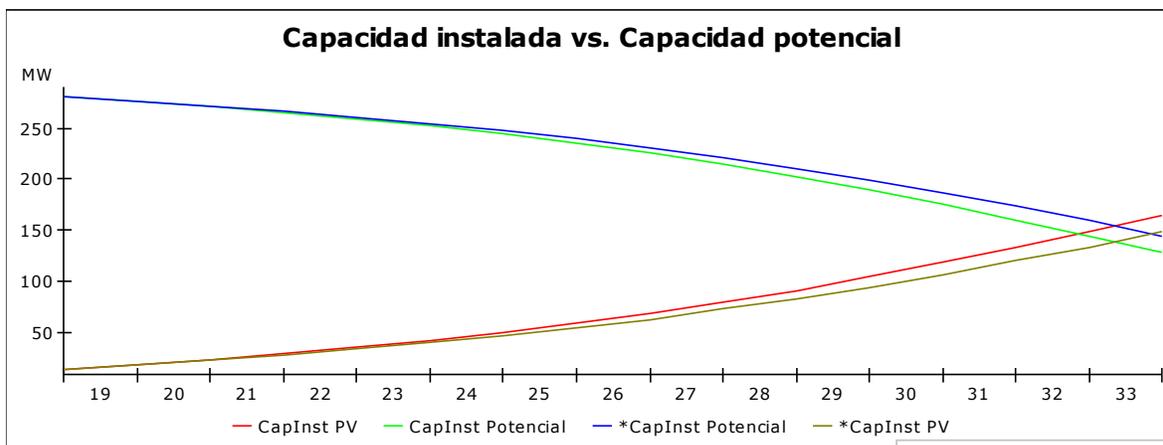
En la Tabla 5 se presentan las variables de interés y los resultados para las situaciones de antes y después de la introducción del PAYG (exante y ex post respectivamente). Se modelan cada una de las dos situaciones para los tres escenarios definidos (Tabla 3). Se muestran los valores obtenidos para las variables de capacidad solar instalada y capacidad potencial, adicional se calcula la penetración de energía solar correspondiente y las emisiones evitadas. Por otro lado, también se valida la rentabilidad percibida por los inversionistas al inicio y al final de la simulación. Para visualización del comportamiento de la trayectoria de la capacidad solar instalada se presenta la Figura 4 con los resultados para el escenario moderado, las demás gráficas se presentan en el Anexo A.

Tabla 5. Simulaciones escenarios resultantes ante la introducción del PAYG

	Conservador		Moderado		Agresivo	
	Exante	Expost	Exante	Expost	Exante	Expost
Capacidad Instalada PV final (MW)	89,1	98,7 (11%)	148,3	164,6 (11%)	205,5	223,7 (9%)
Capacidad instalada potencial final (MW)	204,1	194,5 -(5%)	144,8	128,57 -(11%)	87,7	69,5 -(21%)
Rentabilidad inicial	1,0	1,2 (16%)	1,0	1,2 (16%)	1,0	1,2 (16%)
Rentabilidad final	1,7	1,9 (11%)	1,7	1,9 (10%)	1,8	1,9 (11%)
Penetración energía solar	30%	34% (11%)	51%	56% (11%)	70%	76% (9%)
Emisiones evitadas (Ton CO <sub>2</sub> )	527.047	586.458 (11%)	929.302	1.036.565 (12%)	1.361.643	1.509.758 (11%)

\* Los valores en paréntesis indican el cambio porcentual con respecto a la situación exante.

Figura 4. Gráfica de referencia – Escenario moderado condiciones actuales



\* Las trayectorias marcadas con asterisco corresponden a la situación exante.

La trayectoria exhibida por los tres escenarios se corresponde con el tipo de comportamiento que se muestra en la figura para el escenario moderado, donde se percibe el inicio de la curva en S, lo cual es consistente con el modelo de difusión de innovaciones de Bass. En todos los escenarios, la curva S se completa cuando se amplía el horizonte de tiempo de la simulación (ver Anexos A y B).

Los resultados de la simulación arrojan un cambio en la penetración de energía solar bajo para los tres escenarios. La cantidad de MW instalados aumenta entre un 9% y un 11% como máximo, mientras que los niveles de penetración pasan de 30% a 34%, 51% a 56% y 70% a 76%, en los escenarios conservador, moderado y agresivo, respectivamente. El cambio en las emisiones evitadas también es relativamente bajo, pues la implementación del modelo PAYG contribuye solamente con un 11-12% adicional en esta variable. La rentabilidad se mantiene prácticamente sin modificaciones en los tres casos, dado que dicha variable no depende de los coeficientes de Bass ni de los niveles de capacidad instalada.

Dichos resultados indican que el potencial del modelo PAYG bajo las condiciones actuales del mercado de ZNI en el que se tienen altos subsidios no es sustancial, teniendo en cuenta que en el escenario base ya se cuenta con tasas de repago muy altas (cerca al 95%) y aplicar un estímulo para recuperar el porcentaje restante no representa un gran impacto, tomando en cuenta también el PAYG va acompañado de un aumento en costos para el despliegue de la infraestructura de recaudo necesaria.

## 5.2 Escenarios de reducción de subsidios

Se plantea una simulación adicional, aumentando la proporción del recaudo estimulada por el PAYG. Se parte del hecho de que, en las condiciones actuales, el modelo PAYG estaría orientado a estimular una parte muy pequeña del recaudo de las compañías solares con poco impacto sobre su flujo de caja y, por tanto, no influye sobre la decisión de entrar en el negocio. Se genera una situación hipotética, en la que el Estado se hace cargo de una porción menor de la tarifa por kWh facturada, es decir, se plantea una reducción de subsidios. La proporción del recaudo pagada por el Estado se fija en 46,5%, la mitad de lo que asume actualmente, mientras que se mantiene el supuesto de que los usuarios pagan efectivamente un 20% de lo que les corresponde, dando como total un 57,2% recaudado. Ante la introducción del PAYG, los usuarios mejoran su comportamiento de pago hasta un 60%, dando como resultado el recaudo del 78,6% de lo facturado. Por su parte, las variaciones en el consumo promedio de los usuarios y en los costos de operación, se mantienen igual que en los escenarios de simulación anterior (bajo condiciones actuales).

*Tabla 6. Variables base y cambios ante la introducción de PAYG*

<b>Variables</b>	<b>Valores exante</b>	<b>Valores expost</b>
Tasa repago	57,20%	78,60%
<i>Repago gobierno</i>	<i>46,50%</i>	<i>46,50%</i>

Variables	Valores exante	Valores expost
Repago usuario	10,70%	32,10%
Consumo mensual usuario (kWh)	92	113
Opex	100%	115%

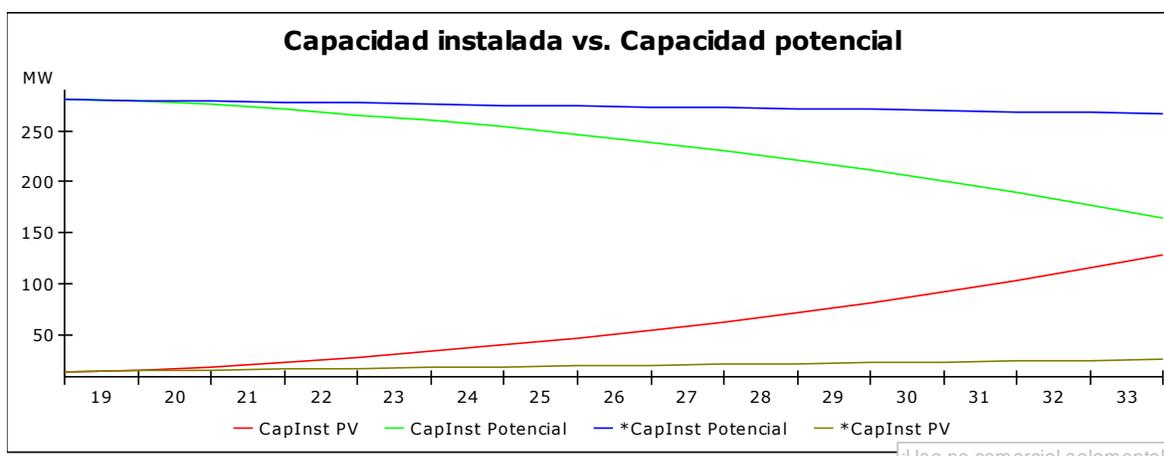
Se introducen entonces los tres escenarios inicialmente definidos (conservador, moderado y agresivo) y se validan los resultados obtenidos sobre las mismas variables que en la simulación bajo condiciones actuales, para permitir la comparabilidad. Para visualización del comportamiento de la trayectoria de la capacidad solar instalada se presenta la Figura 5 con los resultados para el escenario moderado, las demás gráficas se presentan en el Anexo A.

Tabla 7. Simulaciones escenarios resultantes ante la introducción del PAYG

	Conservador		Moderado		Agresivo	
	Exante	Expost	Exante	Expost	Exante	Expost
Capacidad Instalada PV final (MW)	26,2	79,0 (202%)	26,2	128,9 (393%)	26,2	180,44 (590%)
Capacidad instalada potencial final (MW)	267,0	214,2 (-20%)	267,0	164,3 (-38%)	267,0	112,7 (-58%)
Rentabilidad inicial	0,6	1,0 (56%)	0,6	1,0 (56%)	0,6	1,0 (56%)
Rentabilidad final	1,0	1,5 (56%)	1,0	1,6 (59%)	1,0	1,6 (61%)
Penetración energía solar	9%	27% (202%)	9%	44% (393%)	9%	62% (590%)
Emissiones evitadas (Ton CO2)	104.796	448.609 (328%)	104.796	771.835 (637%)	104.796	1.125.169 (974%)

\* Los valores en paréntesis indican el cambio porcentual con respecto a la situación exante.

Figura 5. Gráfica de referencia – Escenario moderado condiciones hipotéticas



\* Las trayectorias marcadas con asterisco corresponden a la situación exante.

Consistente con el modelo de Bass y las simulaciones anteriores, la trayectoria exhibida para los tres escenarios (conservador, moderado y agresivo) corresponde al inicio suave de una curva S, que se completa cuando se amplía el horizonte de tiempo de la simulación. Las situaciones ex ante exhiben los mismos valores para los tres escenarios, dado que la inversión privada solamente participa cuando la rentabilidad es mayor o igual a uno y, ante un recaudo base de 57,2%, se tienen rentabilidades menores a 1 durante todo el periodo de simulación. Es decir que, en las situaciones ex ante, toda la inversión depende solamente del sector público, la cual se consideró constante.

En cuanto a los cambios observados en las situaciones ex post, estos son significativos para los tres escenarios, indicando principalmente que el PAYG resulta más efectivo mientras más incidencia tenga sobre el recaudo de los ingresos. En el escenario conservador, la capacidad solar instalada aumentó más de un 200%, en el moderado aumentó más de un 390% y en el escenario agresivo el aumento fue de 590%. La penetración de energía solar en esta simulación, pasa de un 9% a un 27%, 44% y 62% en los escenarios conservador, moderado y agresivo, respectivamente. Asimismo, la capacidad potencial se aprovecha mejor, con reducciones entre un 20 – 58%, frente a reducciones de 5 – 21% en la simulación anterior. Las emisiones evitadas también se incrementan por la entrada del modelo PAYG bajo estas condiciones, con cambios frente a la situación ex ante que varían entre un 320 – 980 % aproximadamente.

Los escenarios de las simulaciones arrojan diferentes resultados comparando el crecimiento anterior con el crecimiento posterior a la entrada de PAYG. En la simulación que corresponde a las condiciones actuales del mercado solar en ZNI, no se obtienen mejoras significativas en la aceleración de la penetración de la tecnología solar, con una consiguiente reducción adicional de emisiones muy baja ante la introducción de un esquema PAYG. En la simulación con condiciones hipotéticas de reducción de subsidios, el cambio en la penetración de energía solar es significativo. Lo anterior indica que el PAYG puede llegar a ser útil en promover la inversión privada en energía solar en ZNI, siempre y cuando se parta de unas condiciones en las que el repago de la tecnología dependa más de los usuarios y no tanto del Gobierno, abriendo la puerta para una posible estrategia de desmonte de subsidios.

Aun así, para considerar una política de desmonte de subsidios, es necesario analizar las implicaciones más amplias relacionadas directamente con las condiciones socioeconómicas de la población. Las familias ubicadas en ZNI podrían verse en dificultades ante un incremento en sus gastos, teniendo en cuenta que actualmente destinan sus ingresos para cubrir sus necesidades básicas. Por otro lado, la aceleración en la implementación de energía solar trae consigo cobeneficios que no han sido cuantificados en el modelo, tales como la reducción en la contaminación por uso de combustibles, mejoras en la calidad del aire, disminución en los niveles de ruido producido por las plantas de generación y la posibilidad de implementar esquemas productivos al contar con un suministro de electricidad confiable, aportando a la disminución de pobreza.

## 6 Conclusiones

La generación de energía limpia en ZNI es actualmente una prioridad para lograr la transición energética, contribuyendo al logro de los objetivos de desarrollo sostenibles – ODS- planeados por la ONU, ya que se aporta al logro de las metas globales en reducción de emisiones (ODS 13), asegurar el acceso a energía asequible y no contaminante (ODS 7), y eliminar la pobreza (ODS 1). Sin embargo, la inclusión de fuentes de generación limpia en estas zonas no ha tenido grandes avances estando en manos principalmente de la inversión pública, quedando sujeta a las ineficiencias que puedan presentarse en dicho sector. Para acelerar la implementación de tecnologías de generación más limpias en ZNI es necesario contar con la participación de inversión privada, quienes no ingresan a este mercado desatendido debido a varias restricciones que afectan la seguridad de su rentabilidad esperada, a la necesidad de incentivos financieros y reducción de la carga subsidiaria a los estados deficitarios.

Para estimular la inversión privada, deben buscarse esquemas que tengan influencia directa sobre las causas que dificultan la entrada de dichos actores. Al respecto, se tiene conocimiento del éxito que los esquemas Pay-as-you-go han tenido en países africanos para solarizar zonas desconectadas a través de negocios privados, pero no se cuenta con documentación suficiente para evaluar su efectividad por fuera de dicha región.

En este trabajo se realizaron ejercicios de simulación para evaluar el esquema Pay-as-you-go aplicado al caso colombiano. Se observó que, bajo las condiciones actuales del mercado de ZNI colombiano, el modelo PAYG es insuficiente para estimular la inversión privada. El esquema PAYG efectivamente influenciaría el pago de los consumidores finales, pero esto representa una porción muy pequeña del recaudo, y por lo tanto efecto sobre los ingresos de las compañías solares es mínimo. Esto se presenta debido a que la mayor parte del ingreso en el sistema actual se cubre a través de subsidios del Estado. Adicionalmente el esquema encuentra otras limitaciones, como el hecho de que su aplicación sea viable solamente para usuarios de conversión. Los usuarios nuevos, que usualmente pertenecen a comunidades indígenas o en áreas de muy difícil acceso, tienen menos disponibilidad a pagar por el servicio y, además, los proyectos en estas zonas se encarecen hasta el punto de imposibilitar la recuperación de la inversión vía tarifa trasladada al usuario.

La simulación también arroja que el esquema PAYG tiene mayor efectividad cuando puede influir con más fuerza sobre el recaudo de los ingresos. Por tanto, podría ser útil en un esquema de reducción de subsidios, cuando los usuarios deban asumir una proporción mayor de los valores facturados. En cualquier caso, la implementación de energía solar confiable en ZNI trae consigo unos cobeneficios asociados a la disminución de la contaminación por combustibles y la posibilidad de implementar proyectos productivos dependientes de la electricidad, contribuyendo a la reducción de pobreza.

Los trabajos futuros pueden enfocarse en ampliar la evaluación del esquema PAYG en zonas donde no se tengan valores muy altos de \$/kW instalado, pues en éstas podría darse una recuperación de la inversión inicial con mayor facilidad. Para dicho análisis, pueden incluirse, por ejemplo, instalaciones comunitarias y sistemas híbridos. Se recomienda también explorar formas de dinamizar la porción de pago que le llega a las compañías solares por parte del Estado, pues en este flujo se

encuentran algunos retrasos que desincentivan la inversión. Por último, puede desarrollarse la revisión del esquema PAYG para un desmonte gradual de subsidios.

# Anexo A – Resultados trayectorias simulaciones

## 1. Escenarios bajo condiciones actuales de subsidios

### 1.1 Escenario Conservador

Figura 6. Penetración energía solar escenario conservador condiciones actuales

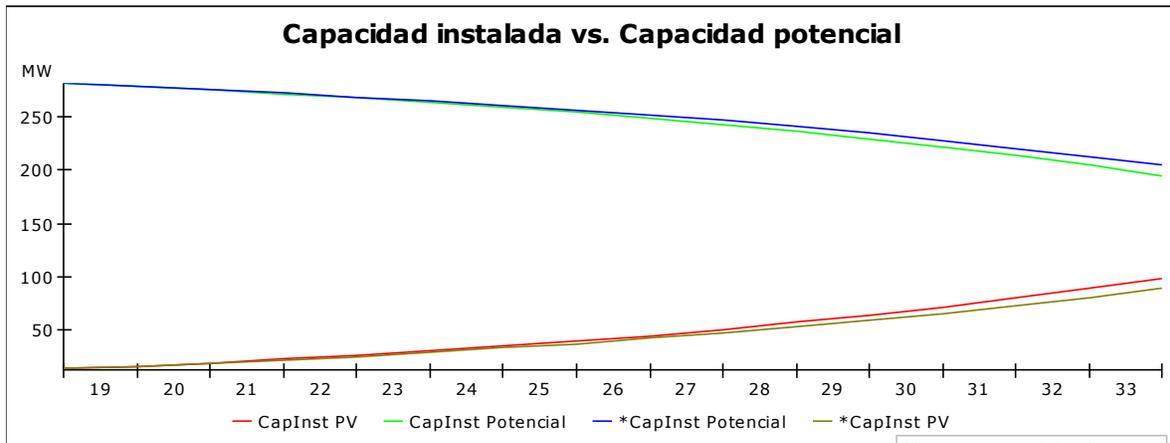
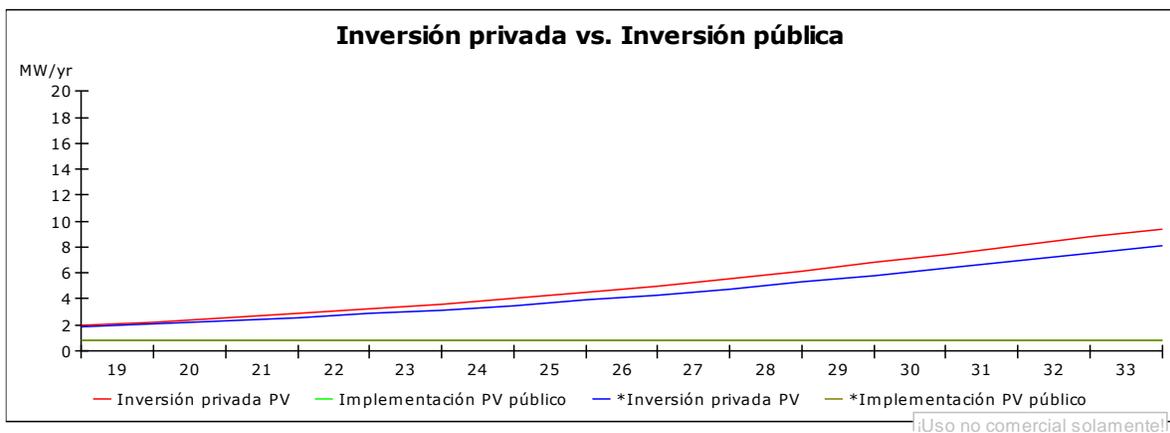


Figura 7. Inversión pública y privada escenario conservador condiciones actuales



## 1.2 Escenario Moderado

Figura 8. Penetración energía solar escenario moderado condiciones actuales

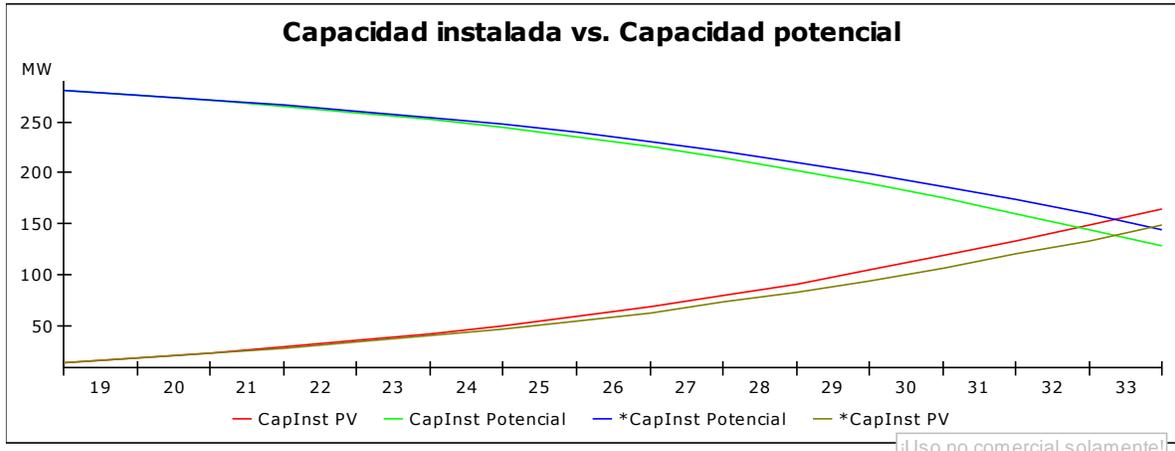
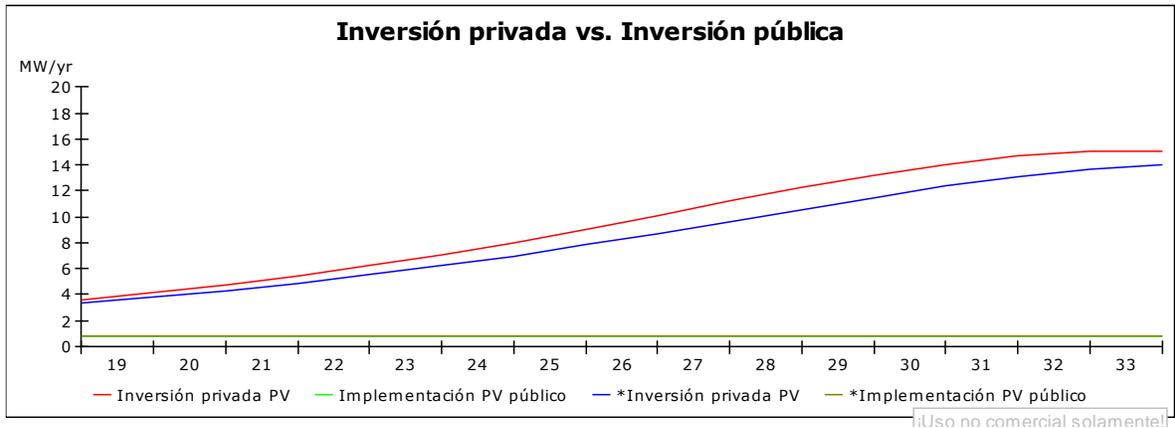


Figura 9. Inversión pública y privada escenario moderado condiciones actuales



## 1.3 Escenario Agresivo

Figura 10. Penetración energía solar escenario agresivo condiciones actuales

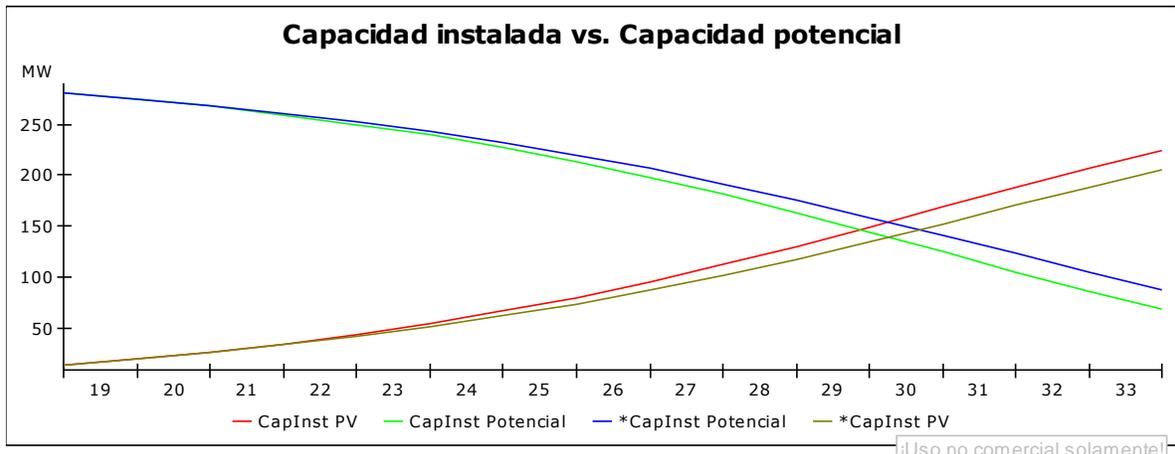
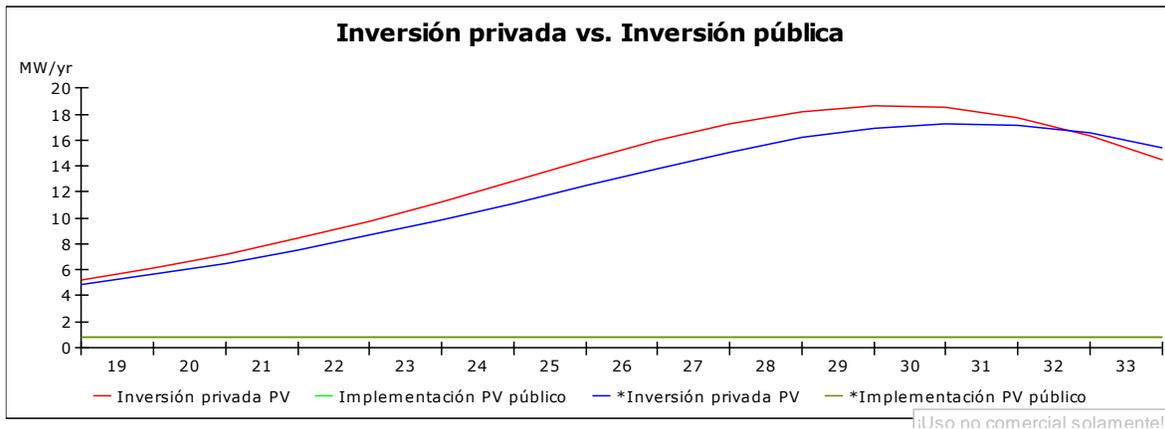


Figura 11. Inversión pública y privada escenario agresivo condiciones actuales



## 2. Escenarios de reducción de subsidios

### 2.1 Escenario Conservador

Figura 12. Penetración energía solar escenario conservador reducción de subsidios

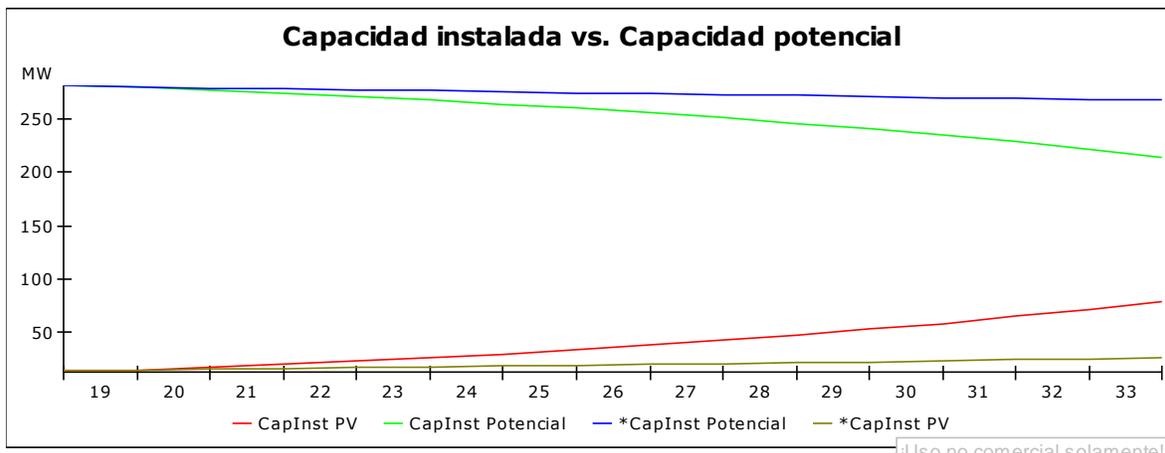
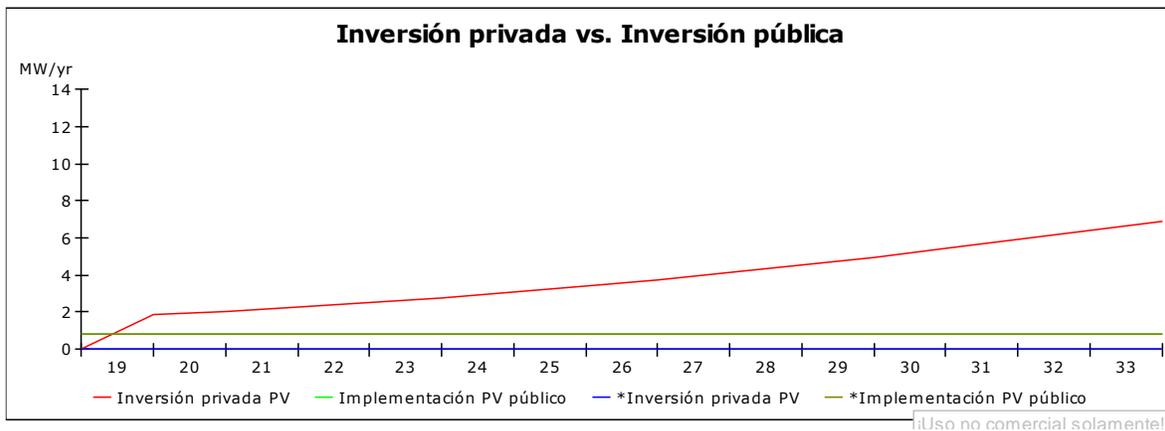


Figura 13. Inversión pública y privada escenario conservador reducción de subsidios



## 2.2 Escenario Moderado

Figura 14. Penetración energía solar escenario moderado reducción de subsidios

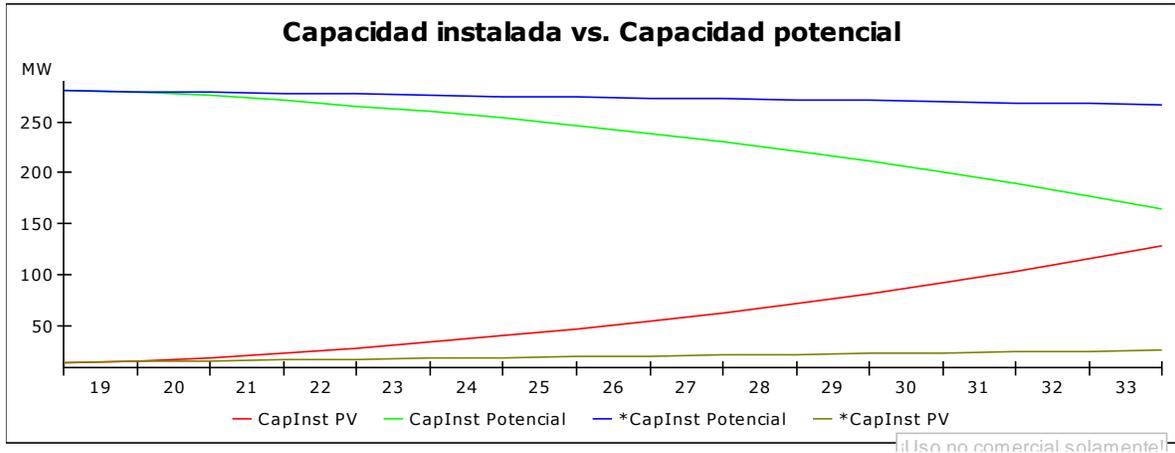
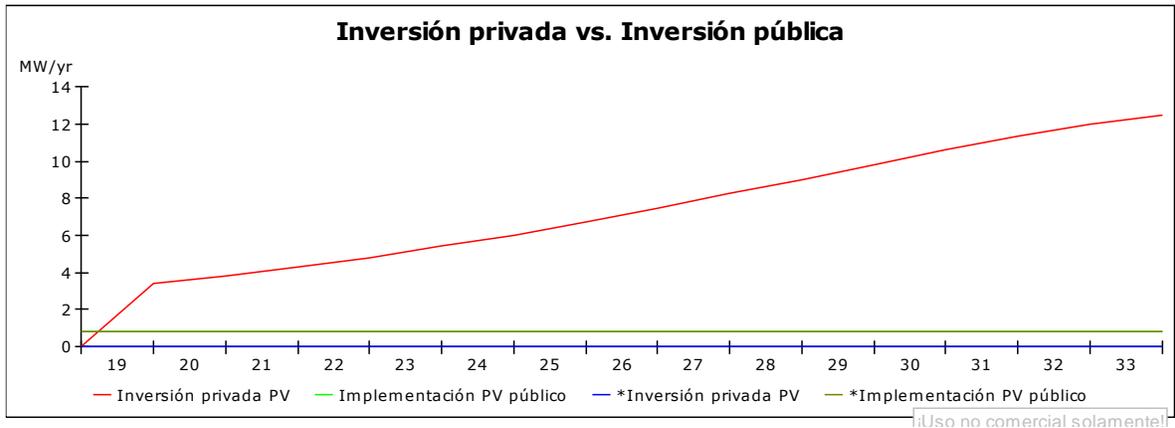
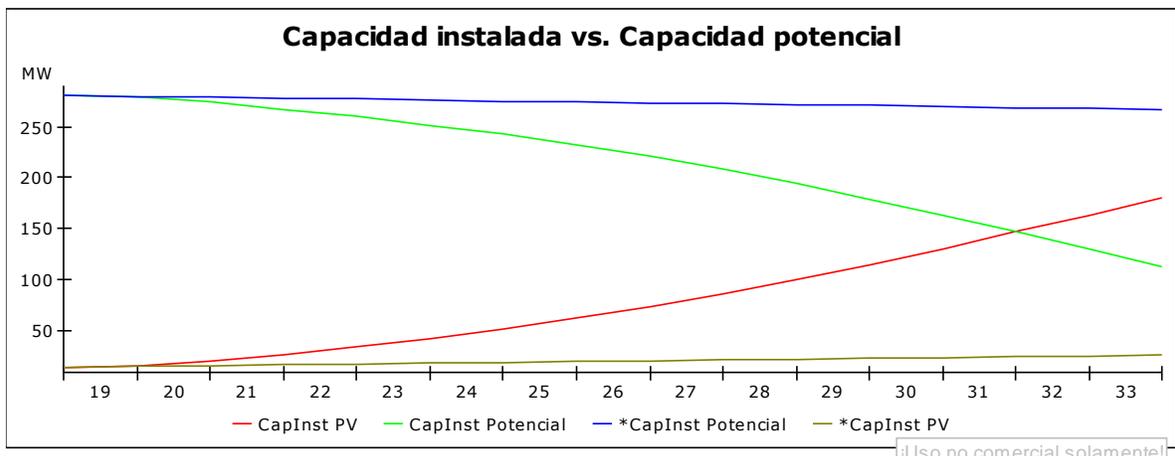


Figura 15. Inversión pública y privada escenario moderado reducción de subsidios



## 2.3 Escenario Agresivo

Figura 16. Penetración energía solar escenario agresivo reducción de subsidios

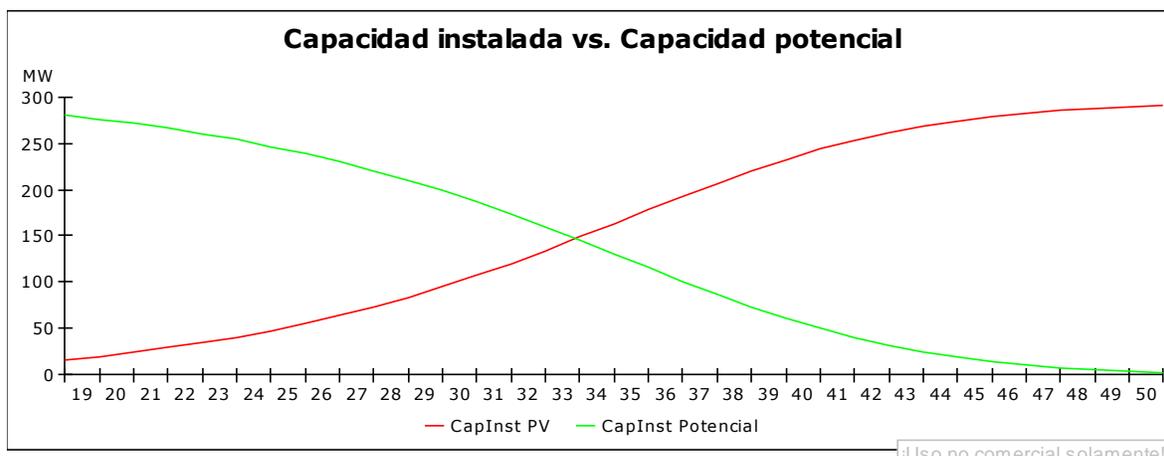


## Anexo B – Corridas de validación

Todas las validaciones son presentadas sobre la situación ex ante del escenario moderado.

### 1. Ampliación horizonte de simulación

Figura 17. Validación comportamiento en S al ampliar el horizonte de simulación



### 2. Pruebas de valores extremos

#### 2.1 Inversión pública

Figura 18. Prueba de valores extremos en inversión pública negativa

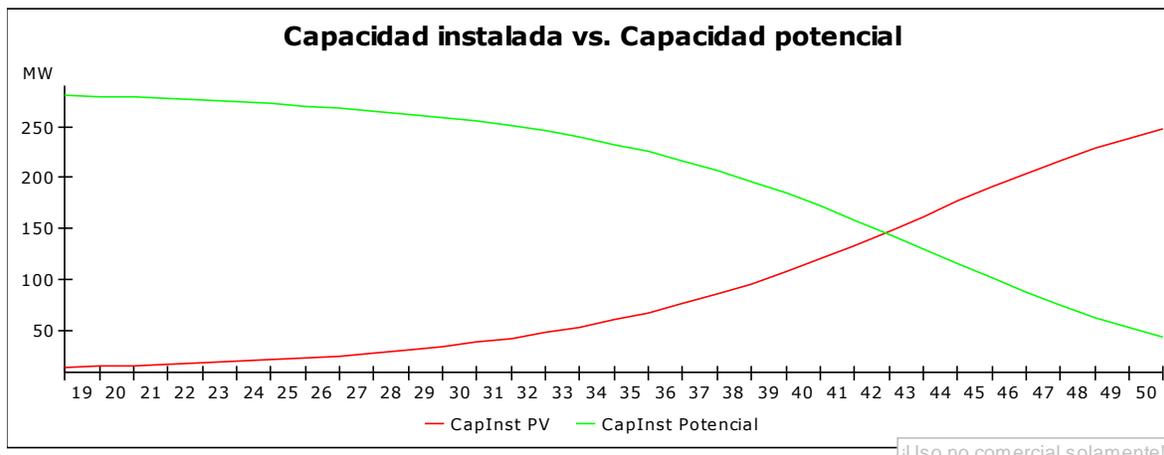


Figura 19. Prueba de valores extremos en inversión pública igual a cero

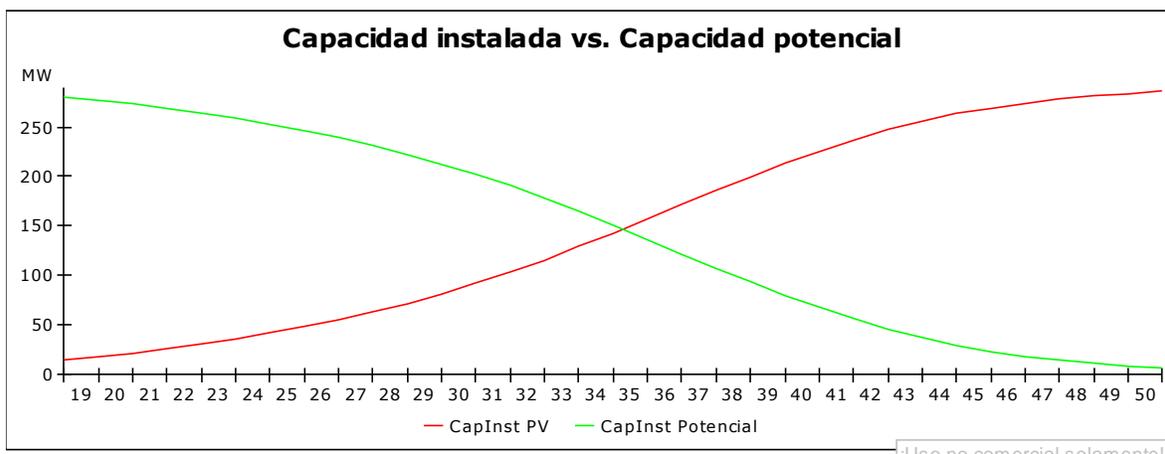
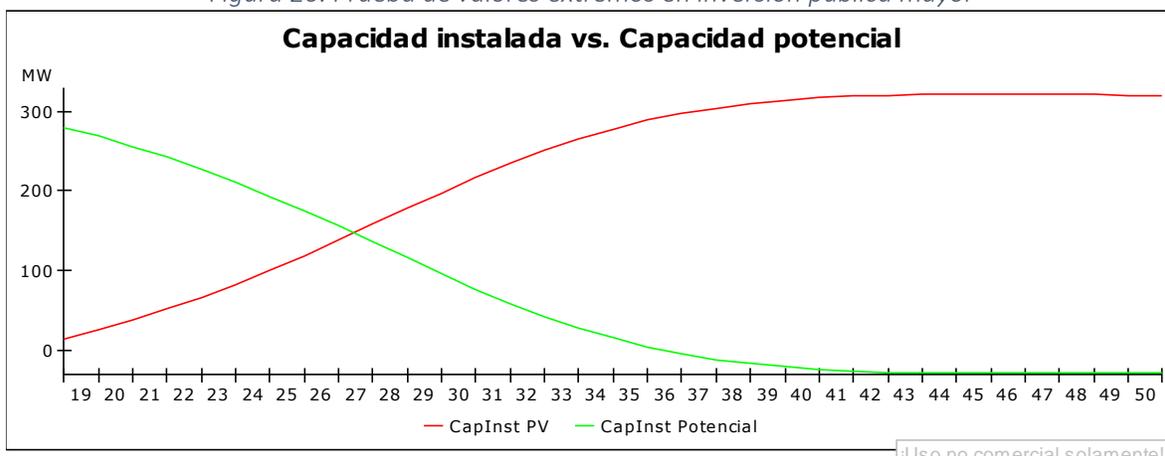


Figura 20. Prueba de valores extremos en inversión pública mayor



## 2.2 CAPEX

Figura 21. Prueba de valores extremos en CAPEX negativo

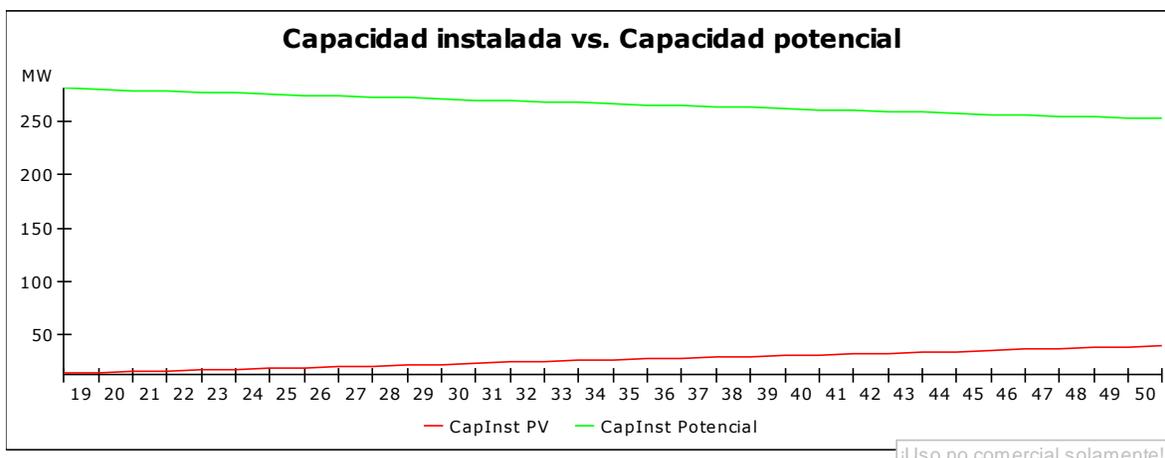


Figura 22. Prueba de valores extremos en CAPEX igual a cero

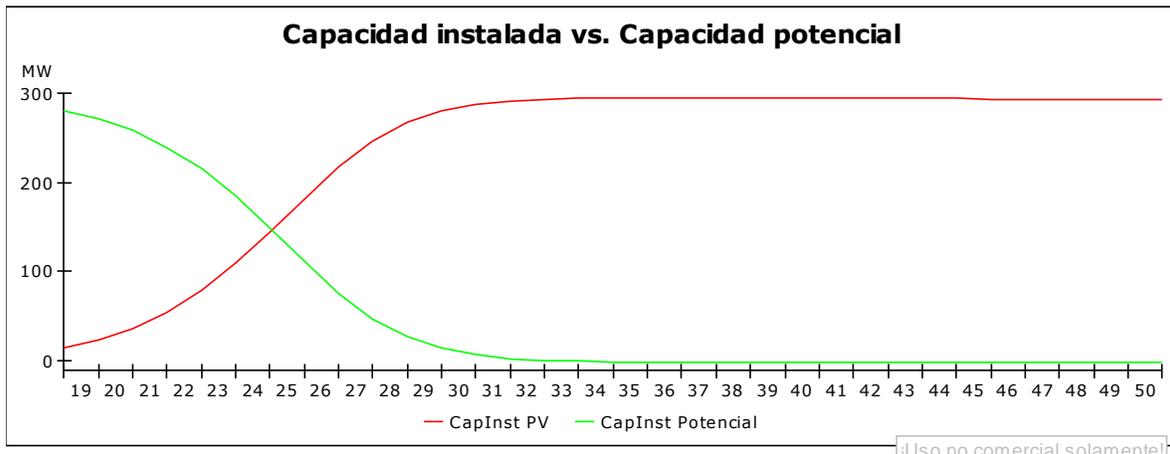
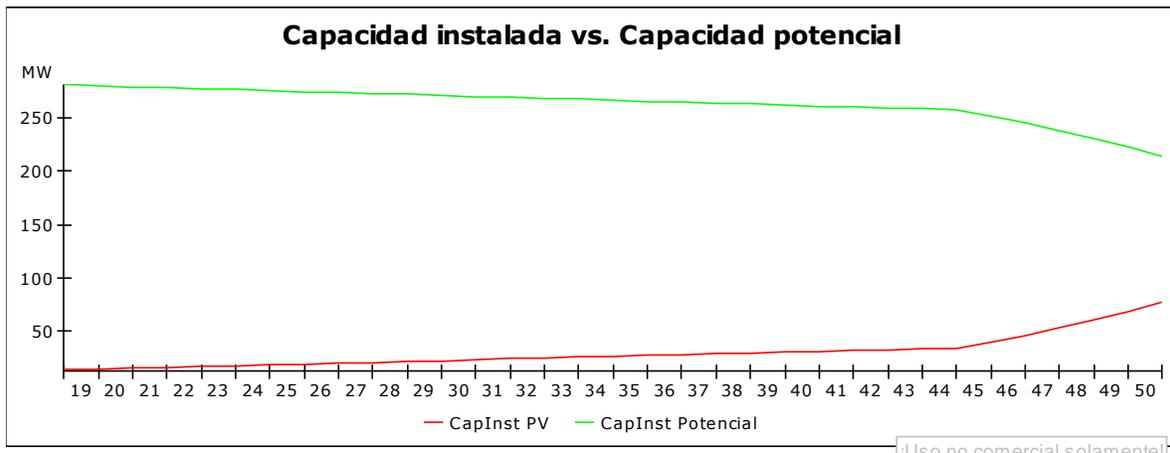


Figura 23. Prueba de valores extremos en CAPEX mayor



### 2.3 OPEX

Figura 24. Prueba de valores extremos en OPEX negativo

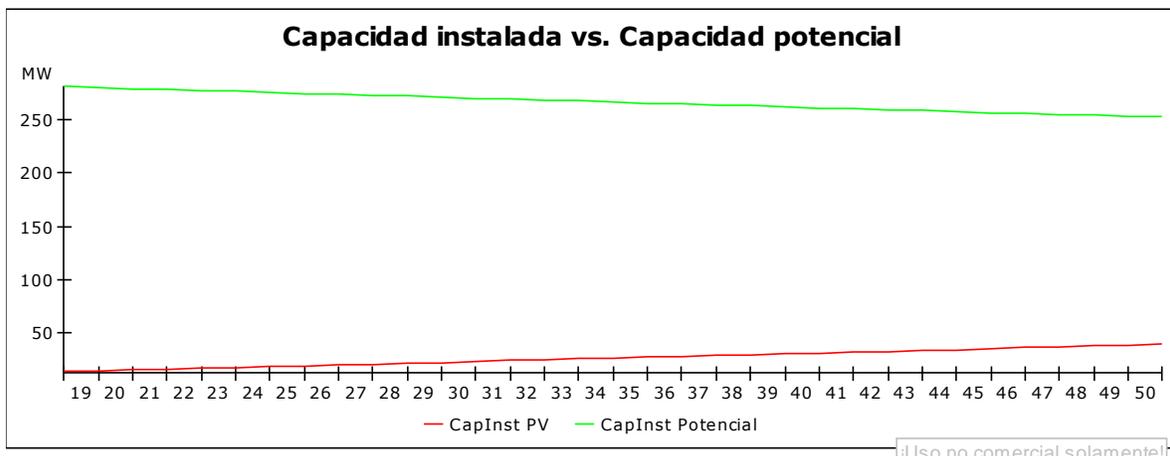


Figura 25. Prueba de valores extremos en OPEX igual a cero

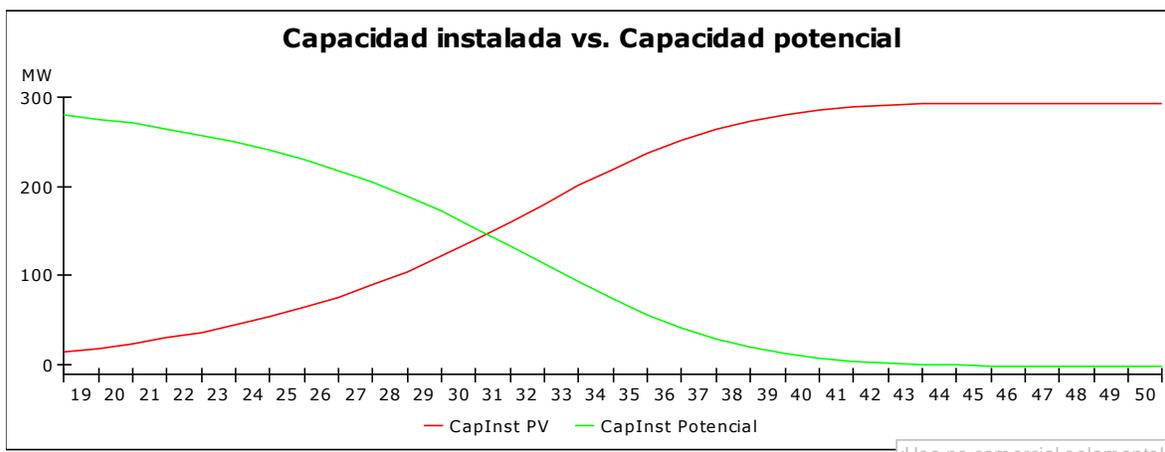
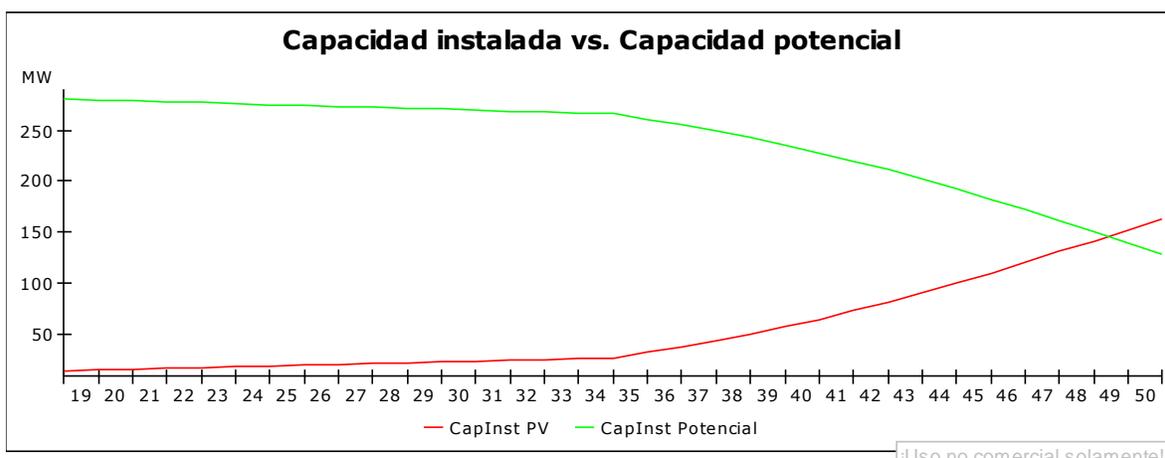


Figura 26. Prueba de valores extremos en OPEX mayor



## 2.4 Precio de la energía

Figura 27. Prueba de valores extremos en precio de la energía negativo

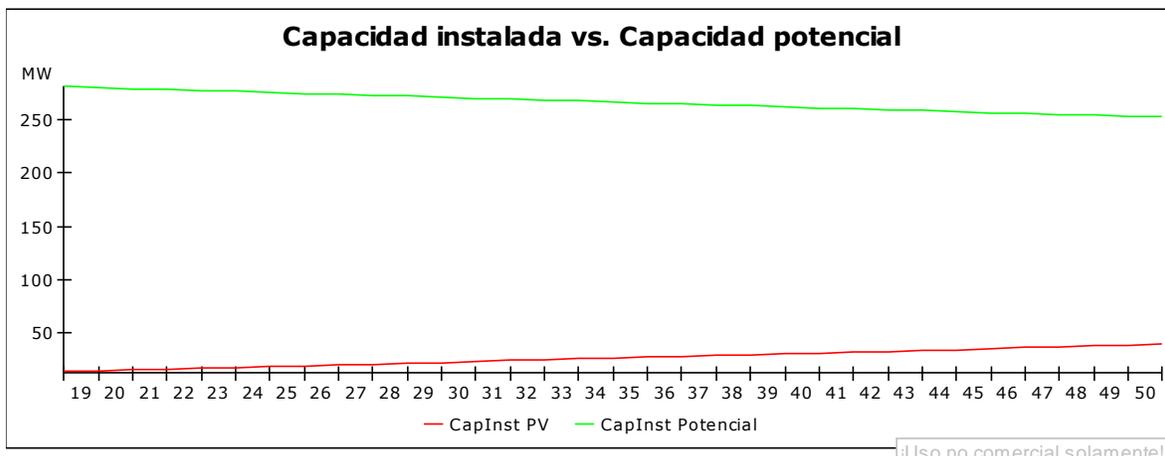


Figura 28. Prueba de valores extremos en precio de la energía igual a cero

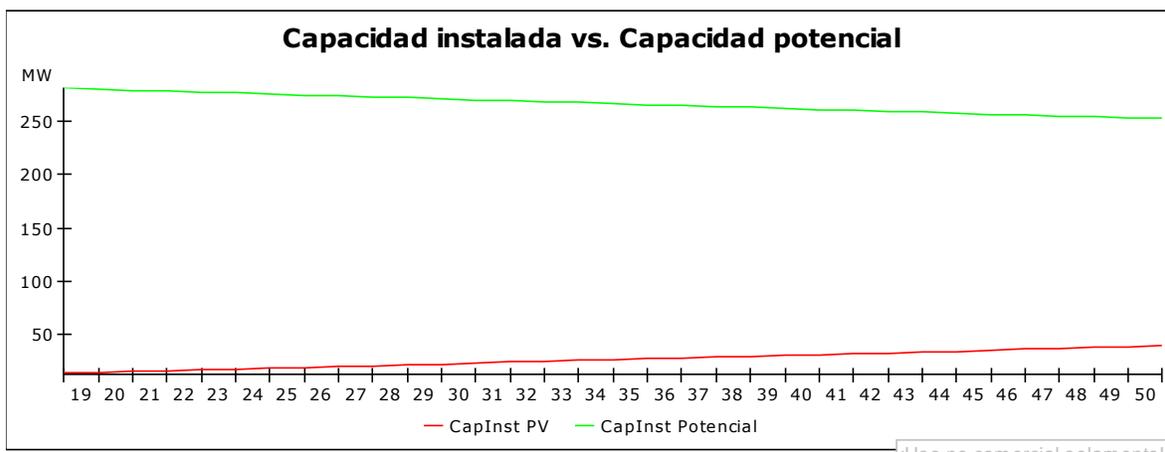


Figura 29. Prueba de valores extremos en precio de la energía mayor

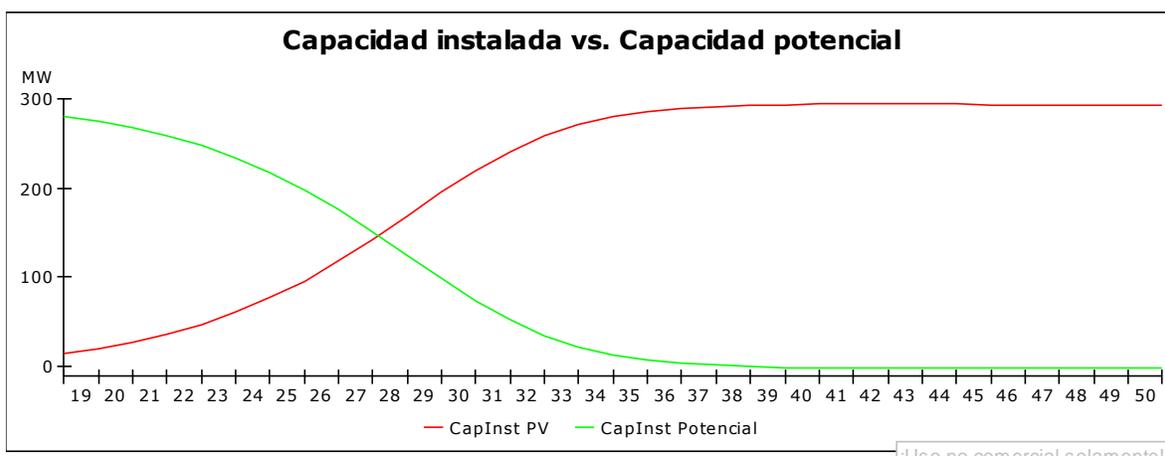
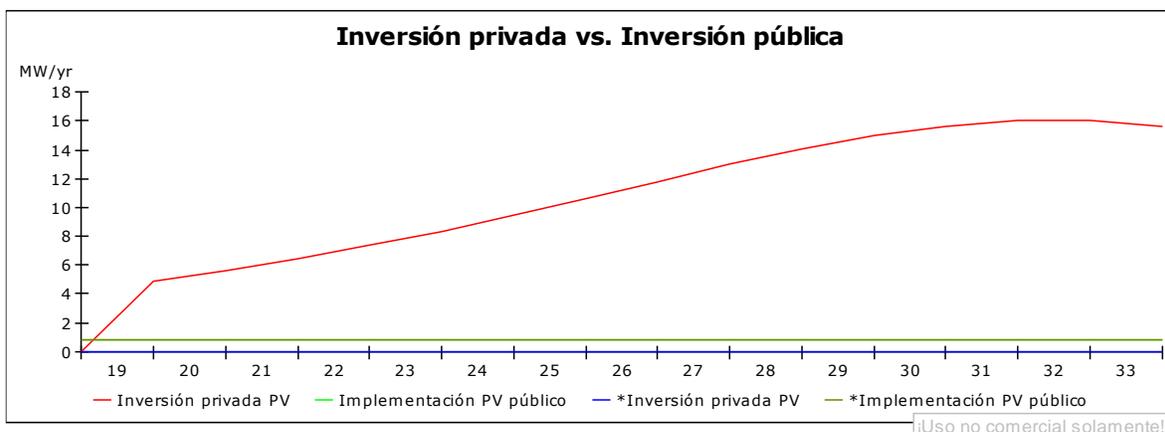


Figura 30. Inversión pública y privada escenario agresivo reducción de subsidios



## Anexo C – Reducción de emisiones

### 1. Datos base

<i>Emisiones (Ton CO<sub>2</sub>/MW)</i>	1.085
<i>Factor de emisión (Kg CO<sub>2</sub>/gal)</i>	10,15

### 2. Emisiones evitadas Simulación I

*Tabla 8. Emisiones evitadas año a año simulación I (Ton CO<sub>2</sub> e)*

	<b>Conservador</b>		<b>Moderado</b>		<b>Agresivo</b>	
	<i>Ex-ante</i>	<i>Ex-post</i>	<i>Ex-ante</i>	<i>Ex-post</i>	<i>Ex-ante</i>	<i>Ex-post</i>
2019	-	-	-	-	-	-
2020	2.854	3.028	4.526	4.775	6.197	6.512
2021	5.937	6.317	9.529	10.115	13.208	14.022
2022	9.269	9.931	15.075	16.128	21.164	22.673
2023	12.883	13.881	21.229	22.890	30.183	32.647
2024	16.812	18.212	28.067	30.487	40.396	44.086
2025	21.099	22.976	35.675	39.018	51.933	57.143
2026	25.755	28.197	44.108	48.568	64.870	71.914
2027	30.845	33.938	53.452	59.216	79.283	88.411
2028	36.391	40.233	63.763	71.024	95.140	106.558
2029	42.426	47.125	75.072	83.994	112.364	126.115
2030	49.013	54.668	87.391	98.114	130.739	146.726
2031	56.166	62.884	100.719	113.298	149.938	167.835
2032	63.926	71.805	114.969	129.404	169.528	188.793
2033	72.315	81.454	130.022	146.183	188.978	208.882
2034	81.356	91.808	145.705	163.353	207.721	227.442
<b>TOTAL</b>	<b>527.047</b>	<b>586.458</b>	<b>929.302</b>	<b>1.036.565</b>	<b>1.361.643</b>	<b>1.509.758</b>

*Tabla 9. Ton CO<sub>2</sub>e emitidas año a año por capacidad de generación Diésel*

	<b>Conservador</b>		<b>Moderado</b>		<b>Agresivo</b>	
	<i>Ex-ante</i>	<i>Ex-post</i>	<i>Ex-ante</i>	<i>Ex-post</i>	<i>Ex-ante</i>	<i>Ex-post</i>
2019	304.326	304.326	304.326	304.326	304.326	304.326
2020	301.379	301.207	299.703	299.460	298.031	297.717
2021	298.203	297.813	294.602	294.016	290.923	290.109
2022	294.773	294.110	288.969	287.911	282.880	281.361
2023	291.059	290.063	282.717	281.057	273.763	271.300
2024	287.031	285.633	275.771	273.362	263.442	259.763
2025	282.656	280.780	268.076	264.734	251.818	246.609

2026	277.897	275.459	259.546	255.085	238.783	231.750
2027	272.717	269.625	250.103	244.339	224.272	215.156
2028	267.077	263.235	239.706	232.443	208.318	196.911
2029	260.939	256.242	228.299	219.374	191.007	177.245
2030	254.264	248.607	215.883	205.157	172.535	156.548
2031	247.015	240.294	202.457	189.876	153.238	135.341
2032	239.159	231.275	188.120	173.682	133.550	114.285
2033	230.671	221.536	172.969	156.803	114.014	94.098
2034	221.534	211.078	157.188	139.540	95.173	75.452
<b>TOTAL</b>	<b>4.330.701</b>	<b>4.271.283</b>	<b>3.928.436</b>	<b>3.821.166</b>	<b>3.496.074</b>	<b>3.347.970</b>

### 3. Emisiones evitadas Simulación II

Tabla 10. Emisiones evitadas año a año simulación II (Ton CO<sub>2</sub>e)

	Conservador		Moderado		Agresivo	
	Ex-ante	Ex-post	Ex-ante	Ex-post	Ex-ante	Ex-post
2019	-	-	-	-	-	-
2020	875	875	875	875	875	875
2021	1.749	3.745	1.749	5.424	1.749	7.102
2022	2.623	6.833	2.623	10.427	2.623	14.105
2023	3.497	10.161	3.497	15.940	3.497	21.987
2024	4.370	13.753	4.370	22.022	4.370	30.856
2025	5.243	17.637	5.243	28.733	5.243	40.816
2026	6.116	21.838	6.116	36.132	6.116	51.957
2027	6.989	26.387	6.989	44.279	6.989	64.349
2028	7.861	31.312	7.861	53.224	7.861	78.023
2029	8.733	36.644	8.733	63.011	8.733	92.960
2030	9.605	42.412	9.605	73.665	9.605	109.071
2031	10.477	48.646	10.477	85.192	10.477	126.186
2032	11.348	55.372	11.348	97.569	11.348	144.044
2033	12.220	62.612	12.220	110.738	12.220	162.300
2034	13.090	70.385	13.090	124.604	13.090	180.539
<b>TOTAL</b>	<b>104.796</b>	<b>448.609</b>	<b>104.796</b>	<b>771.835</b>	<b>104.796</b>	<b>1.125.169</b>

Tabla 11. Ton CO<sub>2</sub>e emitidas año a año por capacidad de generación Diésel

	Conservador		Moderado		Agresivo	
	Ex-ante	Ex-post	Ex-ante	Ex-post	Ex-ante	Ex-post
2019	304.326	304.326	304.326	304.326	304.326	304.326
2020	303.356	303.356	303.356	303.356	303.356	303.356
2021	302.386	300.390	302.386	298.711	302.386	297.032

2022	301.416	297.206	301.416	293.612	301.416	289.934
2023	300.446	293.782	300.446	288.003	300.446	281.956
2024	299.477	290.094	299.477	281.825	299.477	272.991
2025	298.508	286.115	298.508	275.019	298.508	262.936
2026	297.540	281.818	297.540	267.523	297.540	251.699
2027	296.571	277.173	296.571	259.281	296.571	239.211
2028	295.603	272.153	295.603	250.240	295.603	225.441
2029	294.635	266.725	294.635	240.358	294.635	210.409
2030	293.668	260.861	293.668	229.608	293.668	194.202
2031	292.701	254.532	292.701	217.986	292.701	176.992
2032	291.734	247.710	291.734	205.513	291.734	159.038
2033	290.767	240.375	290.767	192.248	290.767	140.687
2034	289.801	232.506	289.801	178.287	289.801	122.352
<b>TOTAL</b>	<b>4.752.935</b>	<b>4.409.122</b>	<b>4.752.935</b>	<b>4.085.896</b>	<b>4.752.935</b>	<b>3.732.562</b>

## Referencias

- [1] H. Ritchie and M. Roser, "Energy Production & Changing Energy Sources," 2019. <https://ourworldindata.org/energy-production-and-changing-energy-sources#global-total-energy-production-long-run-view-by-source> (accessed Feb. 18, 2019).
- [2] IEA, *CO2 Emissions from Fuel Combustion 2019*. OECD, 2019.
- [3] UNEP, "GOAL 7: Affordable and clean energy | UNEP - UN Environment Programme." <https://www.unenvironment.org/explore-topics/sustainable-development-goals/why-do-sustainable-development-goals-matter/goal-7> (accessed Feb. 17, 2020).
- [4] I. Scott, "A business model for success: Enterprises serving the base of the pyramid with off-grid solar lighting," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 70. Elsevier Ltd, pp. 50–55, Apr. 01, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.11.179.
- [5] A. A. Eras-Almeida, M. Fernández, J. Eisman, J. G. Martín, E. Caamaño, and M. A. Egido-Aguilera, "Lessons Learned from Rural Electrification Experiences with Third Generation Solar Home Systems in Latin America: Case Studies in Peru, Mexico, and Bolivia," *Sustainability*, vol. 11, no. 24, p. 7139, Dec. 2019, doi: 10.3390/su11247139.
- [6] SEforALL (Sustainable Energy for All), "Energizing Finance: Scaling and Refining Finance in Countries with Large Energy Access Gaps 2017 | Sustainable Energy for All," 2017. Accessed: Mar. 17, 2020. [Online]. Available: <https://www.seforall.org/publications/energizing-finance-scaling-and-refining-finance-in-countries-with-large-energy-access>.
- [7] IDEAM, PNUD, MADS, DNP, and CANCELLERIA, *Inventario Nacional y Departamental De Gases Efecto Invernadero - De Gases Efecto*. Bogotá, Colombia, 2016.
- [8] UPME, "Informe mensual de variables de generación y del mercado eléctrico colombiano – Marzo de 2017," 2017, Accessed: May 02, 2018. [Online]. Available: [http://www.siel.gov.co/portals/0/generacion/2017/Informe\\_de\\_variables\\_Mar\\_2017.pdf](http://www.siel.gov.co/portals/0/generacion/2017/Informe_de_variables_Mar_2017.pdf).
- [9] Ministerio de Minas y Energía and UPME, "Plan de acción indicativo de eficiencia energética 2017 - 2022. PROURE," p. 157, 2016, [Online]. Available: [http://www.upme.gov.co/SeccionDemanda/Normatividad/PAI\\_PROURE\\_2017-2022.pdf](http://www.upme.gov.co/SeccionDemanda/Normatividad/PAI_PROURE_2017-2022.pdf).
- [10] H. Rodriguez Murcia, "Formulación de una Propuesta para una Acción de Mitigación Nacionalmente Apropiada (NAMA) para las Zonas No Interconectadas (ZNI) de Colombia," 2016. [Online]. Available: <http://www.olade.org/cooperacion-olade-gobierno-de-canada/cooperacion-canadiense-mdlp-y-namas/>.
- [11] Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, "Energía - Sistema Único de Información Superservicios," 2020. <http://www.sui.gov.co/web/energia> (accessed Jun. 02, 2020).
- [12] Ministerio de Minas y Energía, "Energía Eléctrica - Fondos Especiales." <https://www.minenergia.gov.co/fondos-especiales2> (accessed May 05, 2019).
- [13] T. Gómez-Navarro and D. Ribó-Pérez, "Assessing the obstacles to the participation of renewable energy sources in the electricity market of Colombia," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 90, no. March, pp. 131–141, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.03.015.
- [14] PNUD, "Pueblos indígenas y los Objetivos de Desarrollo del Milenio | El PNUD en Colombia," 2013. <http://www.co.undp.org/content/colombia/es/home/library/mdg/pueblos-indigenas-y-los-objetivos-de-desarrollo-del-milenio.html> (accessed Feb. 18, 2019).

- [15] Z. Csereklyei, M. d. M. Rubio-Varas, and D. Stern, "Energy and Economic Growth: The Stylized Facts," *Energy J.*, vol. 0, no. 2, pp. 223–256, 2016, doi: <http://dx.doi.org/10.5547/01956574.37.2.zcse>.
- [16] A. Belke, F. Dobnik, and C. Dreger, "Energy consumption and economic growth: New insights into the cointegration relationship," *Energy Econ.*, vol. 33, no. 5, pp. 782–789, 2011, doi: 10.1016/j.eneco.2011.02.005.
- [17] R. Ferguson, W. Wilkinson, and R. Hill, "Electricity use and economic development," *Energy Policy*, vol. 28, no. 13, pp. 923–934, 2000, doi: 10.1016/S0301-4215(00)00081-1.
- [18] M. S. Alam, B. K. Bala, A. M. Z. Huq, and M. A. Matin, "A model for the quality of life as a function of electrical energy consumption," *Energy*, vol. 16, no. 4, pp. 739–745, Apr. 1991, doi: 10.1016/0360-5442(91)90023-F.
- [19] J. G. Lambert, C. A. S. Hall, S. Balogh, A. Gupta, and M. Arnold, "Energy, EROI and quality of life," *Energy Policy*, vol. 64, pp. 153–167, Jan. 2014, doi: 10.1016/J.ENPOL.2013.07.001.
- [20] C. Pasten and J. C. Santamarina, "Energy and quality of life," *Energy Policy*, vol. 49, pp. 468–476, Oct. 2012, doi: 10.1016/J.ENPOL.2012.06.051.
- [21] CEPAL, "Configuración territorial de las provincias de Colombia Ruralidad y redes," 2017.
- [22] World Bank, "Población rural (% de la población total) | Data," 2017. <https://datos.bancomundial.org/indicador/SP.RUR.TOTL.ZS?locations=CO&view=chart> (accessed Jan. 25, 2019).
- [23] Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, "Zonas No Interconectadas - ZNI. Diagnóstico de la prestación del servicio de energía eléctrica 2017," Bogotá, Colombia, 2017.
- [24] DANE, "Pobreza Monetaria y Multidimensional en Colombia 2015," 2015. <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/pobreza-y-condiciones-de-vida/pobreza-y-desigualdad/pobreza-monetaria-y-multidimensional-en-colombia-2015#pobreza-monetaria-y-multidimensional-en-colombia-2015> (accessed Jan. 27, 2019).
- [25] Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural - MADR, "Programas y proyectos." <https://www.minagricultura.gov.co/paginas/default.aspx> (accessed Feb. 20, 2019).
- [26] UPME, "Planes UPME," 2019. <https://www1.upme.gov.co/Paginas/planes.aspx> (accessed Feb. 20, 2020).
- [27] Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, "Zonas No Interconectadas - ZNI. Diagnóstico de la prestación del servicio de energía eléctrica 2019," Bogotá, Colombia, 2019.
- [28] Departamento Nacional de Planeación, "DNP - Sinergia | Seguimiento," 2020. <https://sinergiapp.dnp.gov.co/#HomeSeguimiento> (accessed Jun. 02, 2020).
- [29] W. Hediger, "Reconciling 'weak' and 'strong' sustainability," *Int. J. Soc. Econ.*, vol. 26, no. 7/8/9, pp. 1120–1144, Jul. 1999, doi: 10.1108/03068299910245859.
- [30] W. HEDIGER, "Weak and strong sustainability, environmental conservation and economic growth," *Nat. Resour. Model.*, vol. 19, no. 3, pp. 359–394, Jun. 2008, doi: 10.1111/j.1939-7445.2006.tb00185.x.
- [31] B. Sovacool and I. M. Drupady, *Energy Access, Poverty, and Development: The Governance of Small-Scale ... - Benjamin K. Sovacool, Ira Martina Drupady - Google Libros*. Ashgate Publishing, 2012.

- [32] Unidad de Planeación Minero Energética, *Plan Indicativo de Expansión de Cobertura - 2013 - 2017*. 2018.
- [33] IPSE, "Informe de gestión. Vigencia 2019," Colombia, 2019. [Online]. Available: <http://www.ipse.gov.co/ipse/informes-de-gestion/category/359-informe-de-gestion-2019>.
- [34] "Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía," 2019. <https://fenoge.com/> (accessed Apr. 01, 2020).
- [35] M. Yaqoot, P. Diwan, and T. C. Kandpal, "Review of barriers to the dissemination of decentralized renewable energy systems," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 58, pp. 477–490, May 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.12.224.
- [36] S. Sen and S. Ganguly, "Opportunities, barriers and issues with renewable energy development – A discussion," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 69, pp. 1170–1181, Mar. 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.09.137.
- [37] S. Mandelli, J. Barbieri, R. Mereu, and E. Colombo, "Off-grid systems for rural electrification in developing countries: Definitions, classification and a comprehensive literature review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 58, pp. 1621–1646, May 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.12.338.
- [38] E. Karakaya and P. Sriwannawit, "Barriers to the adoption of photovoltaic systems: The state of the art," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 49, pp. 60–66, Sep. 2015, doi: 10.1016/j.rser.2015.04.058.
- [39] A. M. Rosso-Cerón and V. Kafarov, "Barriers to social acceptance of renewable energy systems in Colombia," *Curr. Opin. Chem. Eng.*, vol. 10, pp. 103–110, 2015, doi: 10.1016/j.coche.2015.08.003.
- [40] H. Ahlborg and L. Hammar, "Drivers and barriers to rural electrification in Tanzania and Mozambique – Grid-extension, off-grid, and renewable energy technologies," *Renew. Energy*, vol. 61, pp. 117–124, Jan. 2014, doi: 10.1016/j.renene.2012.09.057.
- [41] D. Ribó-Pérez, "Análisis y selección de estrategias para el fomento de las energías no convencionales en Colombia a partir de la priorización de las barreras para su desarrollo basado en Analytical Network Process," Universitat Politècnica de València, 2014.
- [42] Organización Internacional del Trabajo, "Panorama Laboral 2017 América Latina y el Caribe," *OIT*, vol. 1, no. primera edición, p. 156, 2017, doi: 10.1007/s13398-014-0173-7.2.
- [43] P. Rolffs, R. Byrne, and D. Ockwell, "Financing sustainable energy for all: pay-as-you-go vs. traditional solar finance approaches in Kenya," 2014, Accessed: Jun. 03, 2019. [Online]. Available: <http://sro.sussex.ac.uk/id/eprint/52474/>.
- [44] P. Rolffs, D. Ockwell, and R. Byrne, "Beyond technology and finance : pay-as-you-go sustainable energy access and theories of social change," vol. 47, pp. 2609–2627, 2015, doi: 10.1177/0308518X15615368.
- [45] D. Ockwell *et al.*, "Can Pay-As-You-Go, Digitally Enabled Business Models Support Sustainability Transformations in Developing Countries? Outstanding Questions and a Theoretical Basis for Future Research," *Sustainability*, vol. 11, no. 7, p. 2105, Apr. 2019, doi: 10.3390/su11072105.
- [46] L. S. MARINCOLA *et al.*, "Solar lighting with pay-as-you go technology," Dec. 20, 2012.

- [47] P. Alstone, D. Gershenson, N. Turman-Bryant, D. M. Kammen, and A. Jacobson, "Off-grid power and connectivity. Pay-As-You-Go financing and digital supply chains for pico-solar," 2015.
- [48] J. Amankwah-Amoah, "Solar Energy in Sub-Saharan Africa: The Challenges and Opportunities of Technological Leapfrogging," *Thunderbird Int. Bus. Rev.*, vol. 57, no. 1, pp. 15–31, Jan. 2015, doi: 10.1002/tie.21677.
- [49] C. Muchunku, K. Ulsrud, D. Palit, and W. Jonker-Klunne, "Diffusion of solar PV in East Africa: What can be learned from private sector delivery models?," *Wiley Interdiscip. Rev. Energy Environ.*, vol. 7, no. 3, p. e282, May 2018, doi: 10.1002/wene.282.
- [50] S. Feron, "Sustainability of Off-Grid Photovoltaic Systems for Rural Electrification in Developing Countries: A Review," *Sustainability*, vol. 8, no. 12, pp. 1–26, 2016.
- [51] J. Barrie and H. J. Cruickshank, "Shedding light on the last mile: A study on the diffusion of Pay As You Go Solar Home Systems in Central East Africa," *Energy Policy*, vol. 107, pp. 425–436, Aug. 2017, doi: 10.1016/j.enpol.2017.05.016.
- [52] S. Collings and A. Munyehirwe, "Pay-as-you-go solar PV in Rwanda: evidence of benefits to users and issues of affordability," 2016. Accessed: Jun. 04, 2020. [Online]. Available: <https://journals.openedition.org/factsreports/4189>.
- [53] S. Sanyal, J. Prins, F. Visco, and A. Pinchot, "Stimulating Pay-as-you-go energy access in Kenya and Tanzania: the role of development finance," 2016.
- [54] P. Yadav, A. P. Heynen, and D. Palit, "Pay-As-You-Go financing: A model for viable and widespread deployment of solar home systems in rural India," *Energy Sustain. Dev.*, vol. 48, pp. 139–153, Feb. 2019, doi: 10.1016/j.esd.2018.12.005.
- [55] P. Reichert and U. Trivella, "Increasing energy access: the rise of pay-as-you-go solar and innovative financing partnerships," *Enterp. Dev. Microfinance*, vol. 26, no. 3, pp. 248–261, Sep. 2015, doi: 10.3362/1755-1986.2015.022.
- [56] E. M. Rogers, *Diffusion of Innovations*. New York.: Free Press of Glencoe, 1962.
- [57] F. M. Bass, "Comments on 'A New Product Growth for Model Consumer Durables The Bass Model,'" *Manage. Sci.*, vol. 50, no. 12\_supplement, pp. 1833–1840, Dec. 2004, doi: 10.1287/mnsc.1040.0300.
- [58] L. A. Ardila Franco, "Evaluación de estrategias para incentivar un transporte particular bajo en carbono en Colombia," p. 174, 2014, [Online]. Available: <http://www.bdigital.unal.edu.co/39661/>.
- [59] J. Arias-Gaviria, S. X. Carvajal-Quintero, and S. Arango-Aramburo, "Understanding dynamics and policy for renewable energy diffusion in Colombia," *Renew. Energy*, vol. 139, pp. 1111–1119, 2019, doi: 10.1016/j.renene.2019.02.138.
- [60] M. Jimenez, C. J. Franco, and I. Dyner, "Diffusion of renewable energy technologies: the need for policy in Colombia," *Energy*, vol. 111, pp. 818–829, 2016, [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.06.051>.
- [61] A. a. Radomes and S. Arango, "Renewable energy technology diffusion: an analysis of photovoltaic-system support schemes in Medellín, Colombia," *J. Clean. Prod.*, vol. 92, pp. 152–161, 2015, [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2014.12.090>.

- [62] V. Duscha *et al.*, “Renewable energy deployment in Europe up to 2030 and the aim of a triple dividend,” *Energy Policy*, vol. 95, pp. 314–323, Aug. 2016, doi: 10.1016/j.enpol.2016.05.011.
- [63] A. Aslani, P. Helo, and M. Naaranoja, “Role of renewable energy policies in energy dependency in Finland: System dynamics approach,” *Appl. Energy*, vol. 113, pp. 758–765, Jan. 2014, doi: 10.1016/j.apenergy.2013.08.015.
- [64] S. Movilla, L. J. Miguel, and L. F. Blázquez, “A system dynamics approach for the photovoltaic energy market in Spain,” *Energy Policy*, vol. 60, pp. 142–154, Sep. 2013, doi: 10.1016/j.enpol.2013.04.072.
- [65] A. D. Tigabu, F. Berkhout, and P. van Beukering, “The diffusion of a renewable energy technology and innovation system functioning: Comparing bio-digestion in Kenya and Rwanda,” *Technol. Forecast. Soc. Change*, vol. 90, pp. 331–345, Jan. 2015, doi: 10.1016/j.techfore.2013.09.019.
- [66] A. D. Tigabu, “Analysing the diffusion and adoption of renewable energy technologies in Africa: The functions of innovation systems perspective,” *African J. Sci. Technol. Innov. Dev.*, vol. 10, no. 5, pp. 615–624, Jul. 2018, doi: 10.1080/20421338.2017.1366130.
- [67] I. Mauleón, “Photovoltaic learning rate estimation: Issues and implications,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 65, pp. 507–524, Nov. 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.06.070.
- [68] A. M. Elshurafa, S. R. Albardi, S. Bigerna, and C. A. Bollino, “Estimating the learning curve of solar PV balance-of-system for over 20 countries: Implications and policy recommendations,” *J. Clean. Prod.*, vol. 196, pp. 122–134, Sep. 2018, doi: 10.1016/j.jclepro.2018.06.016.
- [69] J. Sterman, *Business Dynamics: systems thinking and modeling for a complex world*. McGraw-Hill Higher Education, 2000.
- [70] Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, *Zonas No Interconectadas – ZNI: Diagnóstico de la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica 2018*. 2018.
- [71] C.-O. Wene, *Experience curves for energy technology policy*. Paris, France: International Energy Agency, Paris (France). IEA, 2000.
- [72] World Bank, “Crecimiento de la población rural (% anual) - Colombia | Data,” 2019. <https://datos.bancomundial.org/indicador/SP.RUR.TOTL.ZG?locations=CO> (accessed Feb. 29, 2020).
- [73] CREG, “RESOLUCIÓN No. 091 (26 OCT. 2007).” 2007.
- [74] Y. Barlas, “Formal aspects of model validity and validation in system dynamics,” *Syst. Dyn. Rev.*, vol. 12, no. 3, pp. 183–210, 1996, doi: 10.1002/(SICI)1099-1727(199623)12:3<183::AID-SDR103>3.0.CO;2-4.
- [75] S. Collings and A. Munyehirwe, *Pay-as-you-go solar PV in Rwanda: evidence of benefits to users and issues of affordability*, no. Special Issue 15. Institut Veolia Environnement, 2016.