

Universidad de Puerto Rico
Recinto de Río Piedras
Facultad de Ciencias Sociales
Departamento de Economía

El efecto de impuestos y subsidios en la difusión de fotovoltaicos en Puerto Rico: Análisis con un modelo de agentes

Tesis sometida en cumplimiento parcial de los requisitos para el grado de maestría en el Programa Graduado de Economía

Por:

ARMANDO DANIELVALLÉS SERRANO

7 de diciembre del 2021



Esta obra está bajo una Licencia Creative Commons Atribución-NoComercial 4.0 Internacional.

Tabla de contenido

Lista de Ilustraciones	i
Lista de gráficas	i
Hoja de aprobación	ii
Resumen.....	iii
I. Capítulo 1 Introducción.....	1
II. Capítulo 2 Revisión de literatura	5
a. Modelos basados en agentes y comportamiento de residenciales	6
III. Capítulo 3 Metodología	12
a. Estructura explicativa del modelo	13
IV. Capítulo 4 Calibración	29
a. Análisis gráfico.....	29
i. Gráfico sobre el nivel de adopción	31
V. Capítulo 5 Resultados	34
a. Análisis gráfico.....	34
i. Gráficas del comportamiento de compra de sistemas fotovoltaicos.....	35
VI. Capítulo 6 Conclusiones.....	41
VII. Bibliografía.....	42

Lista de Ilustraciones

1. Diagrama del proceso de toma de decisión del agente	22
2. Imagen de la decisión de adoptar un fotovoltaico	23

Lista de gráficas

1. Adopción fotovoltaica calibrada	31
2. Capacidad por watts hora calibrada	32
3. Capacidad por watts hora simulada	36
4. Diferencia de la tasa de cambio en la adopción fotovoltaica mensual entre la simulación y el caso base calibrado	36
5. Adopción fotovoltaica simulada	37
6. Diferencia en la adopción fotovoltaica mensual entre la simulación y el caso base calibrado.....	37

DEFENSA DE TESIS

Certificamos que el estudiante **Armando Daniel Vallés Serrano** aprobó su defensa de tesis. Con la defensa de la tesis, el estudiante cumple con los requisitos del grado de Maestría con concentración en Economía. El título de la tesis es:

“El efecto de impuestos y subsidios en la difusión de fotovoltaicos en Puerto Rico: Análisis con un modelo de agentes”

Certificado hoy lunes, 7 de diciembre del 2021, en Río Piedras, Puerto Rico.

Juan A. Lara Fontáñez, Ph.D.

Argeo Quiñones Pérez, Ph.D.

Jaime Del Valle Caballero, Ph.D.

Resumen

La presente investigación se llevó a cabo con la metodología computacional de modelos basados en agentes (mba) y con el lenguaje de programación Netlogo. Este método sirve de instrumento para simular posibles escenarios en la adopción de paneles solares en Puerto Rico al aplicar un impuesto solar y eliminar el reembolso otorgado por la ley 83 del 2010. Los consumidores son agentes en un modelo computacional. El objetivo es proyectar el comportamiento de compra de fotovoltaicos que exhibirá el agente en el corto plazo al aplicarse el impuesto solar y eliminarse el incentivo provisto por la ley 83. Se validó el modelo utilizando parámetros obtenidos por el proceso de calibración de datos históricos. Estos datos contienen el número, por mes, de instalaciones de sistemas fotovoltaicos en hogares con capacidad de producción energética menor a 25kw para el periodo 2014 al 2019. Cuanto más se acerca la calibración de los parámetros a los datos históricos, más certeza tiene el carácter predictivo del modelo, pero solo en el corto plazo, como se menciona en Palmer et al. (2015). En el largo plazo pueden ocurrir cambios que desestabilizarían el carácter predictivo del modelo, por lo cual la proyección del modelo es para un período limitado.

El modelo de agentes utilizado en el estudio se construyó siguiendo el trabajo de Zhao et al. (2011), que es la fuente teórica principal de la tesis. Basándose en estudios sobre la difusión de productos para el consumidor, Zhao et al. construyeron un modelo de cuatro ecuaciones para los determinantes de la decisión de compra del agente. La suma de las cuatro ecuaciones, multiplicadas con sus respectivos parámetros, permiten calcular un número que representa la utilidad del agente. Si la medida de utilidad supera un valor crítico, el agente adopta el producto; en este caso, decide instalar paneles fotovoltaicos.

Una de las cuatro ecuaciones, y la de mayor importancia, representa el periodo de retorno de la inversión, que es un factor crítico en la decisión de compra. Dicho retorno depende de los precios de la energía eléctrica, el costo del producto solar, la política pública en cuanto a incentivos y/o impuestos y el consumo de electricidad del agente. Otras dos ecuaciones representan los factores publicidad y vecindario, los cuales influyen la percepción humana sobre la deseabilidad de adoptar el producto. La publicidad crea conocimiento del producto, mientras que la incidencia de la adopción en el vecindario del agente actúa como un “efecto demostración”. Por último, la cuarta ecuación representa el factor ingreso, que incide en el nivel general de consumo de los agentes. Estos cuatro factores—retorno de la inversión, publicidad, efecto demostración del vecindario e ingreso—se identifican en la literatura sobre los determinantes de la difusión de productos para el consumidor (Bass, 1969) de la cual parten Zhao et al.

Los cuatro factores, integrados en un modelo de agentes con cuatro ecuaciones, son la base para reconstruir e investigar el comportamiento dinámico observado en la compra de sistemas fotovoltaicos en Puerto Rico. El cómputo de la utilidad de cada agente en diferentes escenarios de incentivos contributivos y/o impuestos sirve para simular los patrones de adopción de fotovoltaicos en respuesta a la política pública. Las simulaciones realizadas muestran que la adopción de paneles fotovoltaicos en Puerto Rico se afectaría negativamente con el llamado impuesto solar y con la eliminación del crédito contributivo por la compra del producto que se proveyó en la Ley 83 del 2010.

Capítulo 1

Introducción

En esta investigación se utiliza un modelo de agentes para simular cómo un impuesto solar (o impuesto al uso de las tecnologías solares), como el propuesto por la Junta de Supervisión Fiscal, podría ralentizar la difusión de los paneles solares, o sistemas solares de 25kw o menos, en los sectores residenciales y pequeños comerciantes de Puerto Rico. También se simula el efecto que tendría la eliminación del crédito contributivo por la compra de paneles solares provisto por la Ley 83 de 2010. Simulación se refiere a la proyección que genera el modelo de agentes debidamente validado, o calibrado, una vez se aplica el impuesto y se elimina el incentivo contributivo. Por calibración se entiende el cómputo de parámetros que representan el comportamiento del consumidor según visto en los datos históricos, lo cual se hizo promediando muchas corridas, que cubren el periodo del 2014-2019. Estas corridas promediadas se utilizan para determinar qué valores de los parámetros reproducen mejor los datos, según indicado por Palmer et al. (2015).

Además de proponerse un cargo a los hogares que adopten paneles fotovoltaicos (el llamado “impuesto solar”), en Puerto Rico se discontinuó, a partir de diciembre de 2019, la disposición de la Ley 83 de 2010 para reembolsar el 40% de los costos de sistemas de generación distribuida de 100kw o menos. La hipótesis de la investigación es que ambas medidas tendrán un efecto negativo en la adopción de paneles fotovoltaicos por los hogares y pequeños negocios en la isla.

El enfoque de estudio son los sistemas de 25kw o menos debido a la restricción en los datos y es el objeto de estudio de las investigaciones científicas a presentar luego, pues

los consumidores del sector residencial con capacidad fotovoltaica reducida se estudian en las distintas investigaciones presentadas en la revisión de literatura.

El documento de la Junta de Control Fiscal, *Restructuring Support Agreement* (RSA) del 3 de mayo del 2019, propone un impuesto a los sistemas de generación distribuida. La RSA es el plan para reestructurar la deuda de \$8 mil millones de la Autoridad de Energía Eléctrica (AEE). El impuesto es por la cantidad de 2.768 c/kwh para el periodo del año fiscal 2021 al 2023. Se incrementará hasta llegar a 4.552 c/kwh para el año fiscal 2044 y así permanecería hasta culminar el periodo de 47 años de repago a la deuda. Este cargo aplicará a todos los sectores que consumen de la AEE, residenciales, comerciales e industriales, y a todos los tipos de generación eléctrica, incluyendo la solar y las demás que generen a partir de una fuente renovable.

Zhao et al. (2011) concluyeron que ciudades con menos densidad poblacional y menos área territorial son más sensibles a cambios en las regulaciones gubernamentales e incentivos de crédito de inversión para la adopción de fuentes alternas de energía que las ciudades de mayor extensión y densidad, como se observó en simulaciones de las ciudades de New York y Tucson. Rai et al. (2015) concluyen que el que haya más adoptadores en un vecindario propicia más interacciones con los que no han adoptado, permitiendo un incremento proporcional de adopción solar en relación con periodos previos, mediante una especie de “efecto demostración”. Con respecto a la última investigación, el modelo construido utiliza la *teoría del comportamiento planificado*. Mientras que en Zhao et al. (2011) se utilizan *cuatro factores* que fundamentan el modelo de difusión de fotovoltaicos, buscando recrear, por medio de la calibración, las interacciones en el mercado de fotovoltaicos observada en los datos. Según el modelo teórico en Zhao et al. hay cuatro

factores que afectan la difusión del producto renovable, o la decisión de compra del agente. Estos son el retorno de inversión, el ingreso, el vecindario (efecto demostración) y la publicidad. Estas ecuaciones con sus respectivos parámetros de comportamiento son la guía para simular el comportamiento del objeto de estudio, que es un agente del sector residencial y de pequeños comerciantes con posible acción de compra de un sistema fotovoltaico. En el modelo, el agente decide adoptar paneles fotovoltaicos si su utilidad o satisfacción personal, calculada con las ecuaciones del modelo, queda por encima del umbral calibrado, o utilidad suficiente.

El modelo se calibró para lograr la máxima semejanza al patrón de los datos entre 2014 al 2019 provenientes de la información disponible. Las simulaciones permiten representar el efecto de la percepción de los agentes, medido con los factores de vecindario y publicidad; de los niveles de consumo, medido con el factor de ingreso; y de las cualidades del producto, medidas por el factor de retorno de inversión, en la difusión de paneles fotovoltaicos.

La hipótesis de la investigación es que habrá una reducción en los patrones de adopción de los paneles fotovoltaicos al aplicar el impuesto solar y eliminar el incentivo de la ley 83 de 2010. Dicha hipótesis es sugerida por la teoría microeconómica, ya que el impuesto y la derogación del incentivo tendrán un efecto ingreso y un efecto sustitución en la demanda de fotovoltaicos. Las dos medidas reducen el ahorro para los agentes de adoptar los fotovoltaicos y hacen más atractivo el costo por kwh que cobra la AEE; este es el efecto sustitución. Por otro lado, el impuesto y la ausencia del incentivo reducen el ingreso real disponible de los agentes, lo cual también incide negativamente en la demanda de paneles fotovoltaicos; este es el efecto ingreso.

En el modelo de agentes construido para esta investigación, el impuesto y la eliminación del incentivo reducen el retorno a la inversión en paneles fotovoltaicos. Esta disminución del retorno se da porque el costo del producto aumentará al eliminar el reembolso y el ahorro disminuirá con el impuesto. La utilidad parcial del retorno a la inversión, una de las cuatro fuentes de utilidad para el agente en el modelo, se reduce al bajar el retorno a la inversión, lo cual reduce la utilidad total y la intención de adoptar el producto, debido a que los consumidores tendrán una utilidad por debajo del nivel de utilidad suficiente necesario para completar la acción de compra. Así se desincentiva para los próximos años la inversión solar residencial propuesta como ventajosa para Puerto Rico por, entre otros, el Dr. Efraín O'Neill Carrillo debido a sus beneficios socioeconómicos y ambientales. Entre estos beneficios se incluyen: mayor democracia con el consumo eléctrico, reducción de quema de combustibles fósiles e incluso un impacto en el empleo por el crecimiento comercial que propiciaría la industria.

Capítulo 2

Revisión de literatura

En la revisión de literatura se resaltan tres artículos sobre las investigaciones realizadas en el tema de la adopción de fotovoltaicos por agentes computacionales representativos del sector residencial. Dos de las tres investigaciones aplican la teoría de los cuatro factores de difusión y la otra utiliza la teoría del comportamiento planificado. El trabajo investigativo de esta tesis utiliza la primera herramienta teórica, o sea, los cuatro factores de difusión, por razones de disponibilidad de datos y porque la estructura del modelo conceptual es más simple para reproducir.

a. Modelos Basados en Agentes y el comportamiento del sector residencial

En el trabajo Zhao et al. (2011) se modela y simula qué nivel de incentivo financiero, *itc* (investment tax credit), y regulación, *fit* (feed-in tariff), permite una tasa de compra de fotovoltaicos en el sector residencial que no afecte adversamente los precios y la transición del sistema eléctrico. El modelo es híbrido pues se divide en dos niveles, bajo y alto. Las ciudades que se estudian son Tucson y Nueva York. Los datos de Tucson provienen de la *city by Arizona statistics and demographics*, permitiendo con estos la inicialización de los agentes del modelo. El primer nivel calcula el periodo de retorno de inversión para cada tipo de familia. Este nivel contiene tres agentes: personas solteras, parejas y parejas con cinco hijos. El segundo nivel en la simulación determina la decisión de los agentes, utilizando los cuatro factores: publicidad, vecindario, ingreso familiar y periodo de recuperación de inversión. Si una familia supera el índice de deseo al sumar los

cuatro factores, adopta un sistema fotovoltaico. El índice de deseo, o umbral, con el cual se adopta un solar en el modelo a simular fue justificado con patrones históricos utilizando el método de calibración, o parametrización.

Para determinar los efectos del incentivo financiero y la regulación sobre la compra de fotovoltaicos se estudian dos grupos experimentales con un tiempo de 252 meses (21 años). Con respecto a la ciudad de Nueva York, donde se recibirá más publicidad, las fluctuaciones en el ingreso anual son más altas. Debido a la población, hay más interacciones entre las personas en Tucson, y la irradiación y los precios del mercado son distintas en ambas ciudades. El primer experimento mantiene los valores del *itc* fijo y el *fit* variables. El otro es contrario, el *itc* es variables y el *fit* fijo. En el primer experimento los resultados arrojan que los hogares de Tucson son más sensitivos a cambios en el *fit* que los de Nueva York. Para Nueva York se observan saltos más pronunciados en la adopción durante el mes 168, momento en que se reducen los costos de los sistemas solares. El segundo experimento no demuestra cambios en la adopción total para New York. Se concluye que las ciudades grandes son menos sensitivas a los cambios en incentivos, New York, en comparación a ciudades más pequeñas, Tucson.

En la investigación de Rai y Robinson (2015) se implementan los procesos necesarios para recrear un modelo basado en agentes más riguroso y una explicación más pertinente con respecto a la importancia de la accesibilidad a la data empírica. El objetivo es aportar soluciones a dos situaciones que ocurren en la formación de modelos basados en agentes. En el marco teórico, la teoría que fundamenta el proceso de decisión de un agente, ocurre la situación del tratamiento *ad hoc* en las reglas de decisión de agentes, lo que impide una comparación del aspecto teórico general entre modelos. Otra situación es falta

de datos empíricos para crear una inicialización y validación apropiadas. Para tratar la situación se presentan los patrones temporales y espaciales de la adopción residencial de fotovoltaicos, respectivo a la ciudad de Austin, Texas. Como fundamento teórico se utiliza la *teoría del comportamiento planificado*. Se derivan de ella la actitud, normas subjetivas y el control conductal percibido (*ccp*). La actitud cambia de acuerdo con las interacciones sociales, el *ccp* cambia a causa de los costos solares. Determinando el individuo con dichos valores la acción de adoptar o no la tecnología solar.

Al empezar la simulación el agente calcula el *ccp* que se mantiene fijo durante la simulación. Este representa la capacidad del individuo para adquirir o no un fotovoltaico. Si ocurre que el periodo de recuperación de la inversión (*pri*) < *ccp*, el agente obtiene una percepción de un posible adoptador. El *pri* es dinámico y cambia al transcurrir el tiempo, representando el periodo, por cuatrimestre, que va del 2007 al 2011. Con respecto a los datos, los mismos se obtienen de encuestas longitudinales de la ciudad de Austin entre 2011 al 2014. Donde la información es pública y proveniente de la *travis county appraisal district*, entre otras fuentes. Para adoptar un solar, adicional al factor económico (*pri* < *ccp*), se necesita que la actitud, y la incertidumbre de esta, superen un valor limite global. De cumplirse un valor superior al límite global se le hace posible al individuo adoptar dicha tecnología solar.

Al aplicar los procesos para validar, o calibrar, el modelo, la simulación logra representar muy acertadamente el patrón de adopción visto en la data empírica para el periodo que recorre del 2008 al 2014. Con el modelo calibrado se pasa a la investigación de varios experimentos. Utilizando el proceso de simulación, se aplica una política gubernamental que contribuya a una mayor equidad. Respecto a los dos escenarios de este

primer experimento, permiten un incremento al reembolso para los hogares de bajo ingreso (por eso la mayor equidad antes mencionada) por .20 c/w y el otro por .40 c/w. En el primer escenario, comparado con el modelo validado o calibrado que representa el modelo sin la ayuda a este grupo de escasos ingresos o la simulación base, hubo un aumento en la adopción por 3.3% y en el segundo escenario incrementó la tasa de adopción por 4.4%. El otro experimento político aplica un reembolso a todos los distintos grupos de agentes que representan distintos niveles de riqueza, contrario al primer experimento que solo aplicaba a los agentes de escasos recursos. Simulando en esta ocasión una reducción del precio por unidad de los sistemas solares que va desde .025 c/w hasta .25 c/w, dividiendo el experimento en 10 escenarios distintos. En esta parte se calculan dos regresiones, las cuales analizan el cambio de adopción de solares en relación a la simulación base utilizando los 10 escenarios. El resultado de la primera regresión se puede interpretar como un aumento en la adopción de tecnología solar de 10 personas en cada cuatrimestre por cada disminución del precio en .10 c/w. Con una tasa de 8% mayor a la simulación base. El resultado de la segunda regresión implica que a medida que pase el tiempo el impacto de la reducción del precio es mayor. Lo que sucede es que cuando el nivel de adopción es relativamente bajo el efecto del cambio en precio sobre la adopción de fotovoltaicos es bajo, pero al aumentar el número de clientes con la tecnología solar el efecto del precio también incrementa, o lo mismo a decir que hay un efecto de aceleración en la tasa de adopción por cambio en precio. Como se aprecia al final de la simulación, donde el efecto promedio de una reducción en .10 c/w incrementa la adopción en 13 consumidores, o agentes, por cuatrimestre. Ya en este periodo la adopción total es de 3000 agentes,

representativos del sector residencial. Mientras que cuando la adopción total es solo 1000 agentes, la adopción incrementa en 8 agentes por cuatrimestre.

En *Palmer et al. (2015)* comparan distintos escenarios al establecido por el gobierno, concluyendo en sus simulaciones que va a ocurrir una reducción en la tasa de adopción de fotovoltaicos para los agentes residenciales al aplicar las leyes gubernamentales y reducir los incentivos con el paso del tiempo. La finalidad del estudio es observar como un cambio a la política del gobierno italiano, que provee incentivos, puede afectar la difusión de paneles fotovoltaicos para hogares de familia. La metodología de modelos basados en agentes es utilizada con el propósito de poder estudiar sistemáticamente las múltiples causas que afectan la decisión de adopción de esta tecnología solar. Entre la multiplicidad de causas posibles, se usan cuatro factores pertinentes para la adopción de un fotovoltaico residencial: periodo de retorno de inversión, el beneficio ambiental de la inversión, el ingreso del hogar, y la influencia de la comunicación con otros agentes o hogares. Los agentes constitutivos del modelo son representados por viviendas unifamiliares y de dos familias. La decisión de adoptar sucede cuando la función de utilidad del individuo pasa un umbral universal, que es inherente a todos los agentes. El umbral se parametriza, o calibra, con los datos empíricos del periodo que va desde el 2006 hasta el 2011.

Los datos de consumo y número de personas por hogar provienen del *Istituto Nazionale di Statistica (ISTAT)*. Una vez calibrado el modelo se corren tres simulaciones. Primero, un escenario base que representa los incentivos establecidos por el gobierno en el mercado de fotovoltaicos entre 2012 al 2026 en Italia. Otro escenario estudia el cambio de los incentivos de inversión en fotovoltaicos, y un último escenario donde se alteran los

costos de inversión. El primer escenario simulará la política energética vigente, que luego del 2014 comenzará a disminuir los incentivos económicos a los fotovoltaicos en 15% cada seis meses. En los resultados, el escenario base obtuvo una reducción en la difusión solar en todas las regiones. Pasado el punto de divergencia en el 2012, la tasa de adopción cambia curso. Donde el resultado de la adopción total del 2012 fue de 280,000 agentes y para el 2021 bajo a 6,500 agentes. Con bastante confianza en los resultados debido a que el modelo calibrado durante el periodo antes del 2012 concuerda con los datos reales. De aquí se obtiene el método de corrida y promedio para calibrar la presente tesis. El segundo escenario utiliza una disminución del incentivo gubernamental en 5% y 25% cada seis meses. La disminución de un 25% y el escenario base no difieren mucho. Pero con el incentivo reducido en 5% se ve un 36% de más adopción para el año 2026 en comparación con los otros casos. Deduciendo con el experimento que un mayor incentivo evita la reducción en la adopción de fotovoltaicos, mientras que el reducir los incentivos desfavorece la difusión. De aquí se obtiene la validación de la hipótesis de la tesis, previo a la construcción del modelo de difusión de fotovoltaicos, pues es bastante lógico que reducir incentivos, como son los reembolsos, e imponer impuestos es desalentador para cualquier consumidor en cualquier mercado. El tercer escenario simula costos menores y mayores de inversión en comparación con el primer escenario. Una disminución progresiva hasta 17.6% en el costo de inversión para el 2026 lleva a un aumento de 26.1% en la adopción cuando se compara con el primer escenario. El aumento del costo progresivo hasta 31.4% provoca que para el 2026 se adopte un 11.7% menos de fotovoltaicos comparado al primer escenario. Lo que permite la implicación en Palmer et al. (2015), *si* aumento de costos *o* reducción de incentivos *entonces* reducción de difusión fotovoltaica,

es el modelo teórico de difusión fotovoltaica propuesto en Zhao et al. (2011) y que en el próximo capítulo se detallará.

Capítulo 3

Metodología:

La información y orden con que se representa la metodología se basa en el artículo ‘*ODD*’ (*Overview, Design concepts, and Details*) *protocol*, por Grimm et al. (2010). De esta manera se cumple con una explicación sobre la naturaleza del modelo de difusión fotovoltaica en paralelo a Grimm et al. (2010). Entre lo que se menciona a continuación esta la fuente de los datos, el proceso de inicialización, y el funcionamiento del modelo de difusión. Es necesaria la estructura a continuación para referenciar los aspectos internos más importantes del modelo conceptual de acuerdo con varios grupos de investigadores y que se acopla a la estructura explicativa de un modelo de agentes aceptada en distintas revistas científicas. El modelo se construye con el propósito de interpretar y recrear una secuencia de acciones y decisiones en sintonía con los rasgos dinámicos más importantes de un mercado de tecnología solar semejante al de Puerto Rico. Esto permite la recreación del comportamiento social observado en la data, donde la conducta del agente es recogida por los parámetros calibrados.

Luego procede simular los objetos de estudio en la tesis, un proceso necesario para investigar los efectos del impuesto y la caducidad de la ley 83 del 2010 en la compra de fotovoltaicos. Estos procesos de calibración y simulación darán lugar a la validación o rechazo de la hipótesis una vez se interpreten los resultados. Se reitera de antemano con certeza que será validará dado los resultados que obtuvieron Palmer et al. (2015) y Zhao et al. (2011). Además de que se implica por los respectivos modelos teóricos de difusión. La hipótesis ya propone el retroceso de difusión o menos compra de fotovoltaicos al imponer

al consumidor los cargos ya mencionados dentro del marco conceptual que queda por explicar, porque bajo el modelo de difusión fotovoltaica el factor del retorno de inversión tiene el mayor grado de importancia, como se presencia en Zhao et al (2011), representando el parámetro con el mayor valor. Por consecuente, la mayor sensibilidad que crea el retorno de inversión, y que se representa en el alto valor del parámetro, lleva a deducir el impacto adverso sobre la difusión fotovoltaica que ocasiona el impuesto solar y la eliminación del subsidio creado en la ley 83 del 2010. Esto ocurre porque se reduce el valor neto presente o el total de ganancia netas del agente por el uso del producto. De ocurrir el efecto negativo previsto en la adopción de la tecnología solar, se acepta la hipótesis de investigación sujeto a los parámetros calibrados en la ecuación y a la estructura teórica del modelo o marco conceptual.

a. Estructura explicativa del modelo de difusión

i. Descripción del Modelo de difusión:

El modelo de difusión comienza con la inicialización, que es el proceso donde se asignan los valores de las variables perteneciente a los agentes, en este caso consumidores energéticos residenciales y pequeños comerciales. Entre los valores asignados están el ingreso, el consumo energético mensual promedio, el tamaño del hogar, y otras variables globales, como los precios de energía eléctrica, los costos por watt de un sistema fotovoltaico, y la irradiación solar. Procede la iteración de los procesos que deben computar los agentes, en lo que se llama el *tick* o simplemente la unidad de tiempo que representa un mes. El periodo de tiempo que comienza por un primer *tick*, hasta el último, recorrerá un

periodo de 6 años para el proceso de calibración (2014-2019) y 5 años para el proceso de simulación (2020-2014). En estos periodos de tiempo, o *ticks*, ocurren una secuencia de cálculos y procesos para determinar si el individuo tiene la utilidad suficiente para adoptar un fotovoltaico. Esta secuencia de cálculos será dividida conceptualmente en tres partes.

La primera son cinco cálculos relacionados al primer factor, retorno de inversión, y que representan la calidad del producto, donde por supuesto lo primordial para el agente es el factor económico, dado a que será el factor con el parámetro de mayor valor, pues desea obtener una ganancia neta de la inversión hecha en la tecnología solar. El factor mencionado, periodo de retorno de inversión, esta en función de los cinco cálculos, capacidad del panel solar, ahorro del sistema, costo de inversión, reembolso del 40% de los costos, y el valor neto presente. Esto permite el cálculo del primer factor y luego los próximos tres, siendo la computación de los cuatro factores y su suma la segunda parte conceptual.

El segundo factor, ingreso, está en función del ingreso del agente y del tamaño del hogar. Los comerciales poseen una constante sumada a la ecuación del factor ingreso, llamada recurso monetario, que representa la ventaja en ingresos de los comerciales sobre los residenciales. Es un número decimal que otorga un mayor valor al factor ingreso en los comerciales, por lo que los acerca más al umbral de adopción. Esta constante busca representar la media, medida de la tendencia central, observada en los datos con respecto a la instalación de sistemas de mayor capacidad durante los primeros dos años. Los otros dos factores, vecindario y publicidad, son, respectivamente, funciones del número de adopciones de sistemas solares en el vecindario y de una probabilidad de 10%. Este último factor, publicidad, utiliza un 10% de probabilidad para recibir anuncios durante un *tick* o

mes. La medida es reducida dado al supuesto de pobre promoción de renovables para el periodo entre el 2014 al 2019. Pues el incremento de la probabilidad de la publicidad provoca distorsión en los resultados finales de adopción para la media de las corridas en el proceso de calibración y por supuesto afectaría los resultados de la simulación. En otras palabras, dicho factor con alta probabilidad causaría que el valor final de utilidad individual incremente en el largo plazo de modo desproporcionado con respecto a la muestra y los resultados observados. Esto lleva a adoptar una probabilidad del 10% para recibir un anuncio durante cada mes, trayendo estabilidad al modelo. Donde ya una probabilidad mayor al 20% causaría inestabilidad en las ventas del producto, y no representaría apropiadamente los datos históricos.

Una vez el agente computa el valor final de sus ecuaciones, que no es otra cosa que la suma de los valores calculados por los cuatro factores multiplicados por sus respectivos parámetros calibrados, pasamos a la tercera parte conceptual o la acción que toma el agente consumidor de energía eléctrica antes de que culmine el primer *tick*. Esta acción es la decisión de compra de un fotovoltaico. Si el valor final de sus ecuaciones es mayor a un *umbral*, llamado *utilidad suficiente*, el agente adopta un fotovoltaico, de lo contrario procede a iterar los mismos cálculos en el próximo mes. Cada 12 meses ocurren cambios en los precios promedios de la AEE, los niveles promedios de irradiación solar, y una pronunciada reducción promedio de los costos por watt para los sistemas solares, todo según los datos obtenidos. Esto cambios en las variables globales ocurre durante todos los años de la calibración, pues representa la tendencia histórica.

ii. Entidades, Variables y Escalas

El modelo tiene dos entidades, los consumidores residenciales y pequeños comerciantes. Estos están compuestos de información histórica que les permite representar un consumidor energético de Puerto Rico. Para llevar a cabo la decisión final de adquirir un producto fotovoltaico hace falta un grupo de variables y ecuaciones. Hay un total de 14 variables, 4 factores y una constante, recurso monetario, las cuales son detalladas a continuación. La primera variable es *ingreso (1)*. El ingreso en la data esta organizado por intervalos, donde a un por ciento de la población de Puerto Rico se le asigna un intervalo. El por ciento se obtiene de la data del censo. Este valor se obtiene en la inicialización, y el mismo es constante durante la calibración y simulación. Hay un total de 9 intervalos y el agente asignado al mismo recibe un valor al azar contenido en el intervalo. Entre estos tenemos el primero, \$1-\$9,999, y continuando consecutivamente hasta el último intervalo de \$200,000-\$210,000. Los valores de ingresos que obtienen los agentes son determinados aleatoriamente para ambas muestras. La primera es la de 2664 agentes residenciales (en capítulo 5, segunda sección, se detalla porque se escoge esta muestra). Los pequeños comerciales son un agente computacional más genérico (debido a su mezcla con datos de Norteamérica ya que la data para Puerto Rico no está accesible), con un intervalo de ingreso entre \$900,000-\$1,100,00 y se distribuyen aleatoriamente al igual que los residenciales, y el total de agentes del sector comercial son 32.

El *consumo promedio mensual por kwh-(cpm/kwh)(2)* es la segunda variable (de ahora en adelante el numero entre paréntesis determinará porque variable vamos de las 14). Se asigna en el proceso de inicialización al igual que el ingreso. El mismo se organiza en intervalos de consumo energético por kwh, y estos intervalos están en función del ingreso

asignado anteriormente. El consumo del sector residencial se divide en 6 intervalos. Esta data proviene de Cordero, H. (2019). Los 6 intervalos de ingreso que determinan el consumo por kwh van de \$0-\$6499 y llega hasta \$90,799-\$210,000, conteniendo los 9 intervalos bajo la variable *ingreso*. Estos consumen, respectivamente, 270kwh-370kwh mensual bajo el primer nivel de ingreso y 873kwh-973kwh mensual bajo el último, o sexto nivel de ingresos. Por lo tanto, los intervalos de ingreso permiten parear el consumo mensual entre los agentes residenciales. Los comerciales, como vimos en la variable *ingreso*, tienen un poder adquisitivo representado por el intervalo \$900,000-\$1,100,00. Dando una asignación de consumo energético entre 1250kwh-2083kwh mensual.

El *tamaño del hogar (3)* es otro valor asignado en la inicialización. Se asigna de acuerdo con datos del censo (se detalla luego en la sexta sección de este capítulo la fuente de datos, igual para las otras variables). Distribuyéndose los valores a los agentes en cuatro grupos, 26%, 31%, 22% y 21%, representando el 100% de los agentes. Se asigna, respectivamente a los porcentajes mencionados, un tamaño familiar de 1, 2, 3 y 4-7 personas, y la última alternativa muestra cuatro posibles composiciones familiares: 4, 5, 6 o 7 personas.

La *capacidad (c/kwh)(4)* es calculada durante cada mes por el agente en el proceso de calibración y simulación, luego de inicializado el modelo, al igual que todas las próximas variables a mencionar. Esta ecuación se obtiene de Green Solar PR. La siguiente ecuación: $cpm/kwh * 1.25 = c/kwh$ representa un sistema que debe tener un tamaño en capacidad generatriz mayor al promedio de consumo mensual, pues partimos del supuesto que este sistema suplirá el 100% del consumo mensual, haciendo implícito el problema de eficiencia que sufren los paneles fotovoltaicos a través del tiempo y por variaciones en el clima, donde

$1.25 = 100\% / 80\%$. El 100% representa la cobertura del consumo energético por el sistema fotovoltaico, y el 80% representa la eficiencia del sistema.

La capacidad del sistema (cs/kwh)(5) posee la ecuación: $c/kwh / 30$ días / horas sol diaria = cs/kwh . Donde se divide la capacidad del sistema fotovoltaico entre 30 días para determinar el consumo diario promedio y este valor entre las horas sol, o la irradiación promedio diaria medida en kwh/m^2 que aproxima las horas pico de sol diarias. Permitiendo una proxy del tamaño del sistema en kilo watts necesario para suplir aproximadamente 100% de la demanda de consumo energético.

El retorno de inversión?(6), posee el signo interrogativo al final del nombre de la sección, ?, el cual toma el valor del año en que el valor neto presente es positivo, o lo mismo a que se recibe en ahorros en ese año el total del costo de la inversión inicial menos el reembolso del gobierno. Donde se añade un costo fijo mensual que representa el mantenimiento. Adicional, se le descuenta al ahorro anual del fotovoltaico el costo de oportunidad que la tasa de interés ocasiona.

El total de anuncios recibidos (x)(7) depende de un comando que escoge un número decimal aleatorio entre 0 y 1, si este es menor a .10 el agente recibe un anuncio, de lo contrario no recibe anuncios. Representando el supuesto establecido en el modelo, donde la publicidad en el periodo estudiado es reducida. Pues permite una mejor calibración del modelo como se explicó en la primera sección, descripción del modelo de difusión. Esto se debe a la sensibilidad provocada por la probabilidad de recibir un anuncio. Observándose en el proceso de calibración altos valores de adopción en el transcurrir del tiempo al aumentar la probabilidad en pequeñas cantidades. Esto se debe a la naturaleza de

la ecuación, pues acumula su valor con el paso del tiempo, ocasionando fuertes cambios en los niveles de adopción a medida que pasa el tiempo. La función específica de la variable es determinar cuando el factor de anuncios aumenta de valor, pero todos los factores se explican en la sección siete de submodelos.

La adopción en vecindario (y)(8) o el número de vecinos que adquirió el sistema fotovoltaico. Cuenta el número de agentes en un radio de 2 hogares que haya adoptado. El radio representa la distancia del centro del encasillado donde se encuentra el hogar al centro de dos encasillados distantes. Este valor pertenece al factor vecindario. Los *costo de inversión (ci)* (9) se presentan en la ecuación: $(cs/kwh * Costos/Watt) * 1000 = ci$. Se multiplica una de las variables ya calculadas, llamada *capacidad del sistema*, por los costos históricos por watts de los sistemas solares. Luego se multiplica por 1000 para determinar una proxy del costo total de watts por hora del sistema solar.

El incentivo gubernamental (ig)(10), o la ley 83 de 2010, conocida como ley de incentivo de energía verde de Puerto Rico, permitía un reembolso por los costos de cada producto renovable. El primer nivel establece un reembolso del 40% de los costos de inversión de un sistema de generación renovable menor a 100kw. El cual aplica a todos nuestros agentes residenciales y comerciales. Al multiplicar $ci * .40 = ig$, podemos cuantificar el total reembolsable según la ley 83 del 2010. *El ahorro solar (as)* (11) utiliza la ecuación: $((cs/kwh * Horas sol) * 30 días) * 12 meses) * c/kwh AEE = as$. Se calcula multiplicando la irradiación promedio diaria y la *capacidad del sistema*, obteniendo el ahorro diario de kwh que provee el fotovoltaico. Este valor se anualiza, multiplicando por 30 días y 12 meses. Para determinar el ahorro monetario, por último, se vuelve a multiplicar el último

valor anual por el costo por centavos por kwh de la Autoridad de Energía Eléctrica (AEE) para comerciales y residenciales respectivamente. Dando la *proxy* para el ahorro anual del solar.

*El costo de inversión menos reembolso (ci-real)(12) es representado por la ecuación: $ci - ig = ci-real$. Se refiere al incentivo gubernamental del 40% del Gobierno según la ley 83. Este incentivo se aplica a los costos de inversión, obteniendo el costo del solar que pagará el agente. El valor neto presente (vnp) (13) se representa por la siguiente ecuación: $((-ci-real) + \sum_{t=1}^{20} ((as - \text{Costos de mantenimiento}) / (1 + i)^t) = vnp$. Aquí se subtrae al costo de inversión menos reembolso(*ci-real*) la sumatoria que es ahorrada por el fotovoltaico durante los años 1 al 20. Donde el ahorro del solar cada año se le reducen los costos de mantenimiento respectivo a comerciales y residenciales, y se divide entre la tasa de interés del mercado más uno elevado a la secuencia de años entre el 1 al 20, representando así el retorno de inversión. El 20 representa la vida útil del producto establecida en todas las investigaciones mencionadas en esta tesis.*

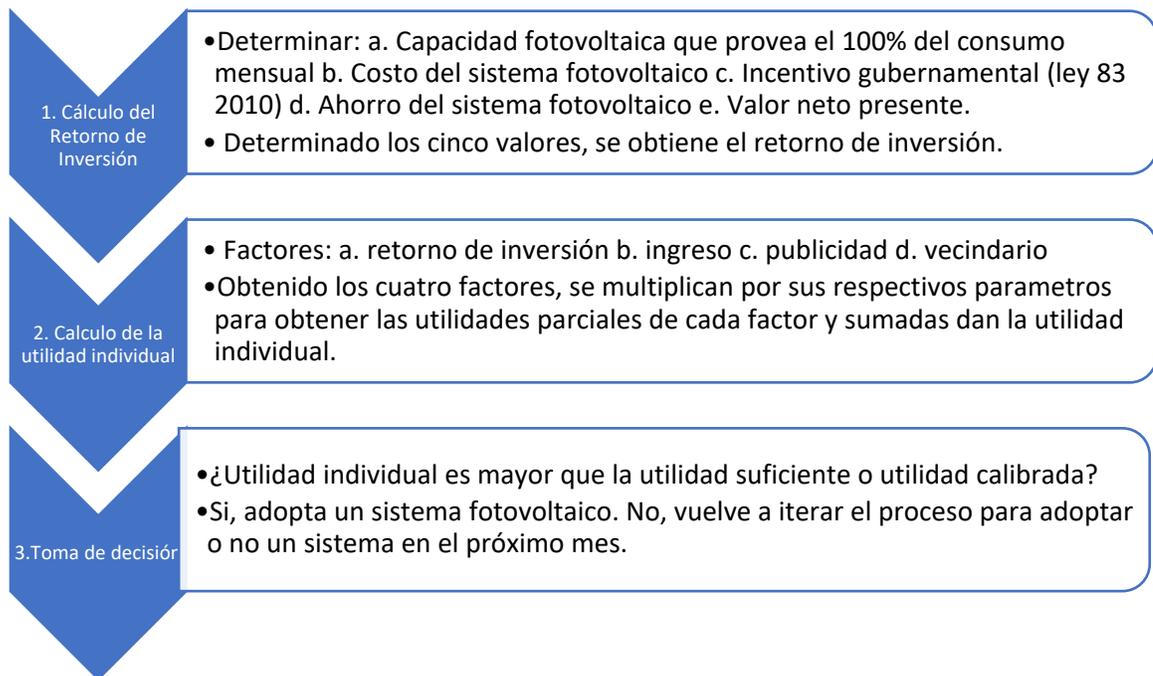
*Por último, el retorno de inversión por cada año (14). Ahora podemos obtener el año en que el valor neto presente se torna positivo. Este año es el que se utiliza en el valor que sustituye el signo de interrogación en la variable *retorno de inversión*?. Ya mencionadas todas las variables, la escala mínima del modelo será representada por *ticks*, con valor de un mes por *tick*. Este intervalo mensual se debe a que en los datos encontrados la medida temporal es en meses. Los cuatro factores serán explicados en la séptima sección, submodelos.*

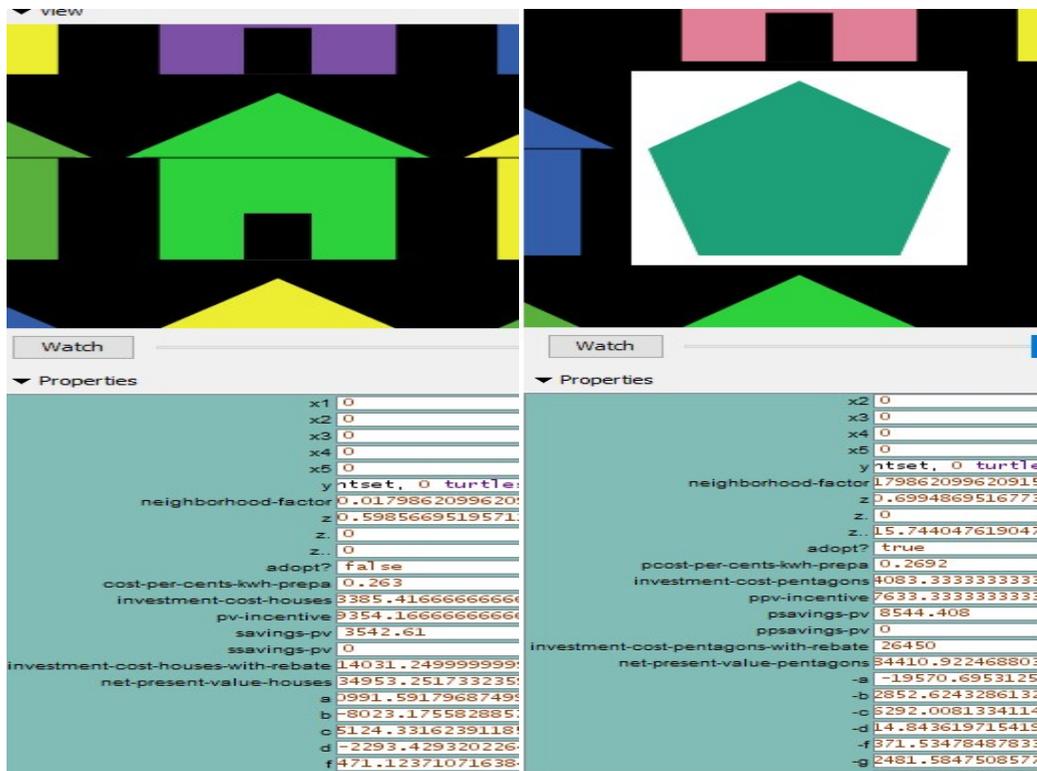
iii. Revisión de la acción de compra

El proceso que ejecutarán los agentes computacionales en el modelo, representativos de los consumidores de energía eléctrica con disposición de compra de un fotovoltaico, es la acción de adoptar o no un fotovoltaico. La acción dependerá de que el valor de utilidad del agente sobrepase un umbral de utilidad. El cual se obtiene por el proceso de calibración. En la primera parte de la dinámica del modelo tenemos cinco cálculos fundamentales. Entre estos la capacidad del sistema fotovoltaico, el costo de inversión, el incentivo gubernamental, y los ahorros anuales componen los primeros cuatro. Estos permiten determinar el valor neto presente, el quinto valor, compuesto por el costo de inversión, aplicado ya el incentivo. Luego se reducen los costos por los ahorros anuales, los cuales a su vez se reducen por los costos de mantenimiento. La tasa de interés sirve como costo de oportunidad por no haber utilizado cada año el dinero como activo de inversión. Entonces el agente utiliza el año en que el valor neto presente pasa a ser positivo para calcular el factor llamado periodo de retorno de inversión.

Ahora el agente pasa a la segunda parte conceptual del modelo donde se utilizan los valores finales de los cuatro factores. Ya calculado el primer factor se procede a calcular los otros tres factores, ingreso, adopción en el vecindario y los anuncios recibidos. El factor ingreso, para el agente comercial, posee una constante dentro de su ecuación, recurso monetario, que recalca que los pequeños comerciantes poseen mayor ingreso, por ende, más capacidad de compra. Con respecto al vecindario, el agente observa si alguien adopta o no un fotovoltaico en su vecindad. Finalmente, el número de anuncios recibidos por el individuo es tomado en consideración. Donde el anuncio mensual depende de una probabilidad de 10%. Juntos, estos cuatro factores determinan las respectivas *utilidades*

parciales. Una vez multiplicados los factores por sus respectivos parámetros, se suman y pasan a representar la *utilidad individual*. Si la utilidad individual sobrepasa la *utilidad suficiente*, establecida en la parametrización, el agente procede a adoptar un fotovoltaico, de lo contrario iteran el proceso en el próximo mes, o *tick*, hasta culminar el proceso de parametrización de 72 meses. El modelo se calibra para los años 2014 al 2019. Del 2020 al 2024 se hacen los experimentos con las simulaciones para observar los efectos del impuesto solar y la eliminación de la ley 83 en la difusión fotovoltaica. A continuación se presenta un diagrama del proceso de toma de decisión en cada mes para cada agente.





La primera imagen es un residencial que no adopta y la segunda representa un comercial adoptando. El nivel de utilidad individual del residencial es de .598 y el del comercial es de .699.

iv. La inicialización del modelo

Antes de que los agentes procedan con su acción de posible comprador debe asignársele los valores iniciales para poder ejecutar su decisión. Entre los valores asignados figuran el ingreso, y el valor del consumo por kwh, los cuales se distribuyen aleatoriamente sujeto a los intervalos mencionados en la sección de las variables. Estos intervalos se dividen en distintos niveles de ingreso y se distribuye el ingreso de acuerdo al porcentaje de la población que genera ese nivel de ingreso, obtenido del censo. El proceso de asignar el

consumo promedio depende del ingreso asignado, pues el ingreso determina el patrón de consumo. El tamaño del hogar se determina aleatoriamente en la población basándose en los datos del censo. Adicional, las variables globales son distintas para cada grupo de consumidores, excepto la irradiación que es igual para todos. Estas variables globales son el precio de AEE, el costo de centavo por watt histórico de los sistemas fotovoltaicos, la irradiación, y el reembolso de los costos de inversión de un 40%. Por último, la muestra del modelo es representada por 2,696 hogares. Estos se dividen en 2,662 residenciales y 32 comerciales.

v. Datos

Los datos fueron obtenidos de distintas fuentes, dada la diversidad de variables y las dos categorías de agentes, residenciales y comerciales. Estos poseen características distintas con respecto a la compra de un panel fotovoltaico. El *ingreso* del sector residencial proviene del censo de Estados Unidos, organizándose en intervalos para los años 2014 al 2018. Estos intervalos se dividen por niveles de ingreso y contienen los porcentajes de los grupos poblacionales del sector laboral de Puerto Rico con los respectivos niveles de ingresos. Los comerciales provienen de la página web *fundera* que provee información del año 2007 donde empresas de 5 a 7 individuos, o pequeños comerciales, tienen ingresos promedios de \$1,050,000. El *consumo* promedio de los residenciales proviene de Guzmán (2019) el cual utiliza los años 2017 y 2019, y los obtuvo del censo de EE.UU. El consumo promedio del comercial proviene de la página web *electricchoice* que calcula el consumo promedio mensual de empresas pequeñas, permitiendo generar con los datos de ingreso y

consumo un cliente comercial genérico y con data de Estados Unidos pero similar al de Puerto Rico para el sector de pequeños comerciantes. Dado a que la investigación es más centrada en el sector residencial, y que los comerciantes que se reflejan en los datos son los pequeños, se utiliza un comercial con el propósito de que cumpla con un agente que refleje la ventaja en poder adquisitivo con respecto al residencial y que posee un mayor consumo energético, para representar el patrón observado en los datos.

El *tamaño del hogar* provienen del censo de EE.UU y se obtiene para los años 2014 al 2018. Las horas solares, o irradiación, fue obtenida del Power Data Access Viewer de la NASA con latitud y longitud que representan la localidad del pueblo de Toa Alta. Pero según Ladner y O'Neil (2009) este pueblo cae dentro del área más extensa que posee las mismas horas soles promedio. Lo mismo a un 50% aproximado de la población de Puerto Rico recibe sobre 18-20 mj/m²/día o 5.0-5.55 kwh/m²/día. La *National Renewable Energy Laboratory* provee los costos promedios por watts en intervalos mensuales para los sectores residenciales y comerciales. Los cuales reflejan patrones representativos de la tendencia en reducción de costos de los fotovoltaicos vista en Puerto Rico. De la página web *fixr* se obtienen un promedio del costo de mantenimiento solar, y para el comercial el costo es una proporción mayor igual a 3.5, aproximadamente, representando el mayor desembolso al que están condicionados los comerciantes dado al mayor tamaño del sistema. La tasa de interés se calcula a partir de los datos en *macrotrends* donde se utiliza los intereses de los bonos del tesoro con madurez de 10 años.

Los costos energéticos de los residenciales y comerciales provienen de los reportes anuales de la junta de Gobierno de la AEE. Los precios se promedian por año. Estos precios son parte de la inicialización mencionada y le dan gran parte de la importancia al factor de

inversión, pues determinan el ahorro. Con las distintas fuentes mencionadas, necesarias en la calibración del modelo de difusión del mercado de fotovoltaicos de Puerto Rico durante los años 2014-2019, ya podemos proceder a las ecuaciones que subyacen la dinámica que representa el proceso de tomar la decisión de comprar una tecnología solar, llamados los cuatro factores.

vii. Submodelos

A continuación, se detallan las ecuaciones de los cuatro factores que provienen del artículo de Zhao et al. (2011), teniendo en consideración dos cambios: añadir agentes no residenciales, llamados pequeños comerciales, y una constante que representa la ventaja comparativa en ingreso que poseen los comerciales. El factor *retorno de inversión*. calcula la utilidad parcial del agente utilizando el año en que el agente recibe el retorno de todos sus costos, o el *breakeven point*. Esto significa que el retorno de la inversión en el año del *breakeven point* es igual o más a los costos de inversión no cubiertos por el reembolso gubernamental, o lo mismo a los costos que incurrió el agente luego de recibir su reembolso. Entonces, para calcular el factor de inversión se utiliza el año en que el valor neto presente se torna positivo. La ecuación es

$$F_1 = \frac{Max(P) - P_i}{Max(P) - Min(P)},$$
 donde según Palmer et al. (2015) el $Max(P)$ equivale a 21 años y el

$Min(P)$ a 1 año, representando el tiempo en que el sistema es productivo. El P_i es el año en que el valor neto presente, o retorno de inversión, es mayor o igual a los costos del fotovoltaico no cubiertos por el reembolso gubernamental o el año en que el valor neto presente se vuelve positivo. La ecuación normaliza el valor, o sea el valor es un escalar entre 0-1.

El factor ingreso se calcula utilizando la siguiente ecuación, $F_2 = \frac{e^{(x_2-6.04)/n}}{1+e^{(x_2-6.04)/n}}$,

donde x_2 representa la razón entre el ingreso del agente y 5000, el 6.04 representa el promedio del ingreso de los residenciales según el Censo, aproximadamente \$30,200 sobre 5000. La n es el tamaño del hogar. Este factor aumenta a medida que los niveles de ingreso son mayores o hay mayor capacidad de compra. Con respecto a los comerciales la ecuación cambia en dos aspectos, $F_2 = \frac{e^{(x_2-190)/n}}{1+e^{(x_2-190)/n}} + .26$, donde el 190 representa la división entre el ingreso promedio, \$950,000, y 5000. El .26 representa el recurso monetario que tienen los pequeños comerciantes para adoptar, el cual se justifica dado su mayor nivel adquisitivo.

El factor anuncios se determina con la siguiente ecuación por partes,

$$F_3 = \begin{cases} .02x_3, & 00 < x_3 \leq 15 \\ .04x_3 - 0.1, & 05 < x_3 \leq 10 \\ .06x_3 - 0.3, & 10 < x_3 \leq 15, \\ .08x_3 - 0.6, & 15 < x_3 \leq 20 \\ 1, & x_3 > 20 \end{cases}$$

donde x_3 representa el número de anuncios recibidos, que depende de un comando que escoge un número decimal aleatorio entre 0-1. Si este es menor a 10% ,recibe un anuncio, de lo contrario no recibe anuncios. Esto revela el supuesto del modelo, donde los agentes recibirán anuncios equivalentes a 1.2 mes todos los años, debido a que es un factor muy sensible a valores de anuncios más altos y suponemos un nivel de promoción reducido. El factor vecindario se determina con la siguiente ecuación, $F_4 = \frac{e^{(y-4)}}{1+e^{(y-4)}}$, donde la y representa el número de agentes que ha adoptado un sistema fotovoltaico. El 4 es el límite

de vecinos que afecta la percepción del agente de un modo superior en comparación al vecino número 5 o algún número mayor. A medida que se acerque el vecindario a 4 adopciones el efecto es mayor, a medida que lo sobrepase sigue aumentando, pero en cantidades proporcionalmente menores.

Una vez el agente computa los factores, pasa a inspeccionar su nivel de utilidad individual y la utilidad suficiente. De ser mayor la primera, adopta. La siguiente ecuación, $D = \sum_{i=1}^4 W_i F_i$, representa la utilidad individual del agente para tomar la decisión de compra. La W_i equivale a los cuatro parámetros calibrados que suman uno, $\sum_{i=1}^4 W_i = 1$. El F_i es igual a cada uno de los factores determinados por los agentes. Por lo que si pasan el umbral de utilidad suficiente los agentes adoptan un solar, de lo contrario el próximo periodo vuelve a calcular los factores para determinar su utilidad.

Capítulo 4

Calibración

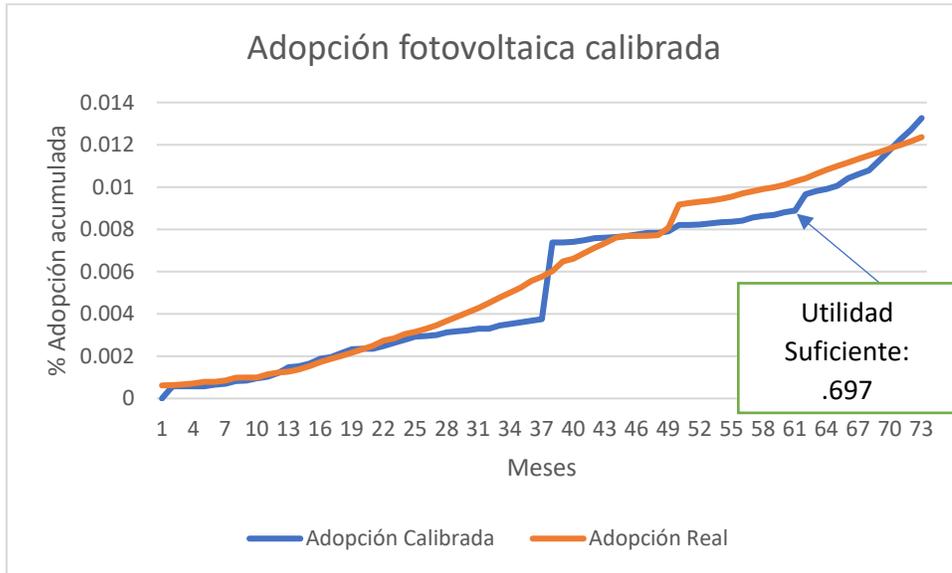
La calibración del modelo, o el ajuste de los parámetros, utiliza los datos de SESA (*Solar and Energy Storage Association of Puerto Rico*) como patrones para poder determinar los parámetros que mejor representaran los datos. Se corrió el modelo y se promediaron los distintos valores hasta obtener los parámetros que mejor representan los datos, como establece Palmer et al. (2015). Estos datos presentan el número de clientes que ha adoptado un sistema solar en conexión con la AEE, o de generación distribuida de menos de 25kw que operan en paralelo con el de la autoridad, como detalla la SESA. El supuesto que se hace en el modelo es que el 100% de los compradores en los datos adopta tecnología solar fotovoltaica. Los parámetros calculados para los factores son los siguientes: *a. Recurso Monetario .26 b. Ingreso .322 c. Vecindario .076 d. Anuncios .258 e. Periodo de retorno de inversión .344 y f. Utilidad Suficiente .697*. Utilizando estos parámetros se logró obtener una representación no muy alejada de lo que los datos muestran en los patrones de consumo de tecnologías renovables. En la calibración todas las tecnologías adoptadas son fotovoltaicos.

a. Análisis Gráfico

Se utilizó la población de modo proporcional y representativo al estado de situación energético de Puerto Rico, informe anual 2017. El experimento utiliza los años 2014 al 2019, y según este informe en los años 2, 3 y 4 (2015 al 2017) se vio una tendencia creciente de clientes a diferencia de años anteriores. Por ende, utilizamos la población del 2016 (pues

muestra aproximadamente la tendencia central de los 3 años útiles para el estudio) para determinar el número de agentes en cada categoría. El número de agentes en el experimento se calcula respecto a la población total de clientes residenciales y comerciales que aparece en el informe. Para los comerciales se utiliza una población menor debido a que la data se limita a pequeños comerciantes y no a medianos y grandes que están incluidos en el informe. Los clientes comerciales y residenciales para el año 2016, según el Informe (sin contar los industriales y agrícolas que suman 1,825), agregan una cantidad de 1,455,974. De los cuales 1,332,152 son residenciales y 123,712 son comerciales. Se utiliza el siguiente supuesto, de los 123,712 comerciales 13% son pequeños comerciantes. Representando 16,000 comerciales como pequeños, acercándose el modelo a los datos utilizados para calibrar. Aquellos que consumen mensualmente facturas por la cantidad de 1,250kwh-2083kwh, necesitan sistemas con capacidades de generación que abastezcan diariamente la demanda de energía del comercio pequeño, mientras que los residenciales se encuentran entre 270kwh-973kwh, representando todas las matices de niveles de consumo para el sector. Los datos obtenidos reflejan pequeños comerciantes adicionales a los residenciales. El modelo se compone de 2692 clientes de los cuales 2660 son residenciales, representando proporcionalmente los 1,332,152 clientes o el .002% aproximadamente, y 32 son pequeños comerciantes, representando los 16,000 (26% de los pequeños comerciantes) o .002% aproximadamente para mantener la misma relación de proporción.

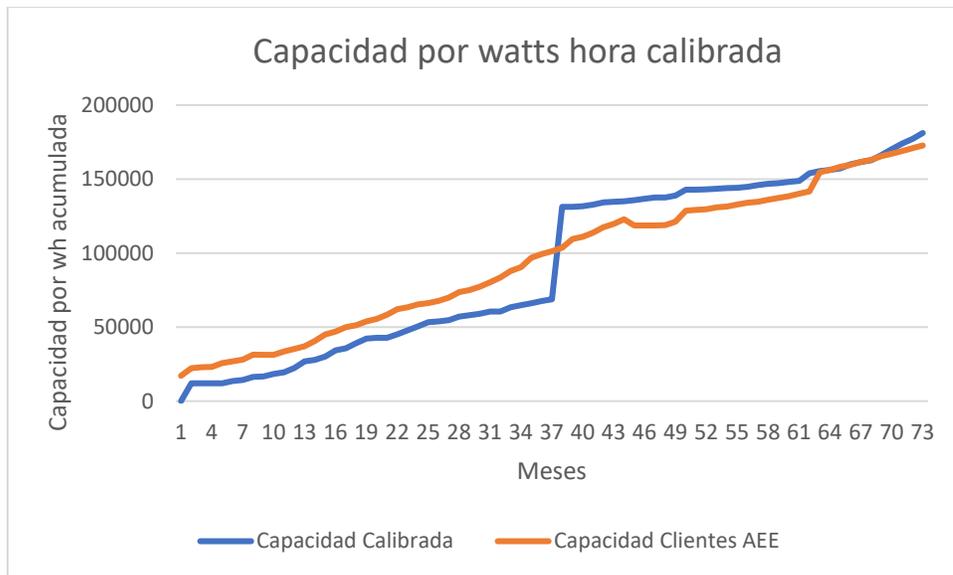
i. Gráfico sobre el nivel de adopción



En este gráfico se presenta el porcentaje de la población de residenciales y pequeños comerciantes que ha adoptado mensualmente un sistema de generación distribuida. Suponemos el fotovoltaico como el único sistema de generación distribuida vendido. Representado en el eje de la y el porciento de adopción en relación al total de la muestra. El tiempo en el eje de la x representa los meses o *ticks* de la parametrización. La línea anaranjada son los datos y la azul corresponde al resultado del modelo de agentes calibrado con los datos. En el tercer año, 2017, se ve una fuerte adopción cuando, según los datos, el valor neto presente aumento en promedio de \$33,000 a \$43,000 para los comerciales, y se reduce el retorno de inversión en promedio de 6 años a 4 años, los costos de inversión se redujeron en promedio de 17.7 mil a 14.7 mil. Estas son alguna de las causas deducibles del modelo para la vertiginosa adopción al comienzo del 2017 para el sector comercial, superando los datos y luego acercándose a una tendencia creciente como en la data empírica. También en este período comienza la creciente adopción del sector residencial.

Como resultado de la calibración se observa un patrón semejante en el experimento y los datos. La figura que muestra la gráfica es recreada con los parámetros mencionados en la introducción de esta sección. Al final, aunque los datos se encuentran en 1.2 porcentaje de adopción y el experimento en 1.3 porcentaje de adopción, ambos, con respecto al nivel total de clientes utilizado para los datos, tienen la misma tendencia creciente y difieren en .001 por ciento en la fase final.

Este resultado es utilizado para simular los efectos de un impuesto solar y la eliminación de la ley 83 del 2010 sobre el patrón de consumo de los fotovoltaicos en los consumidores residenciales y pequeños comerciales. La simulación se analizará con un escenario base, donde no se aplica el impuesto ni la eliminación del reembolso por la ley 83. Entonces, de acuerdo a la diferencia en el periodo del 2020 al 2024 de la simulación y el escenario base, podríamos cuantificar el efecto adverso en la adopción de sistemas fotovoltaicos, pues nuestros consumidores son actores económicos, además de sociales. Se hipotetiza un inmediato efecto negativo en la difusión.



Este gráfico, como su título indica, especifica, en el eje de la y, la acumulación de la capacidad instalada en los sectores residenciales y pequeños comerciantes medida en watts/hora, y el tiempo en el eje de las x es representado por meses. Los datos, color anaranjado, representan la adopción de sistemas con capacidades menores a 25kw, como especifica SESA. La conjetura de la discrepancia entre los primeros 36 meses de los datos y la simulación es que en el experimento los pequeños comerciantes compran sistemas de 11kwh a 20kwh. Esto sucede dado que los sistemas de mayor capacidad llevarían la gráfica por encima de los datos. Se toma esta decisión en la capacidad de los sistemas fotovoltaicos de los pequeños comerciantes porque nuestro experimento es una muestra proporcionalmente pequeña, y utilizando estas cantidades para los pequeños comerciales era teóricamente correcta, pues en los patrones históricos, para este periodo del 2014 al 2016, se estaban adoptando en el 2014 sistemas de 22kwh a 25 kwh, pero en el 2015 el promedio bajo de 22kwh a 16kwh, y para el 2016 ya rondaba de 15kwh a 10kwh y subsiguientemente se reduce a 8kwh. Por lo que utilizamos ya desde el comienzo este tipo de consumidor para poder calibrar el modelo. Luego del mes 36, la capacidad del experimento se acerca a los datos.

Capítulo 5

Resultados

Con la calibración del modelo se obtuvieron los parámetros que representan el comportamiento observado en los datos para el periodo 2014-2019. Estos parámetros expresan los pesos de los efectos de los factores sobre el objeto de estudio, lo que permite la implementación del proceso de simulación para observar la respuesta de los consumidores una vez se aplique un impuesto solar y la eliminación del subsidio a la tecnología renovable. Como en Palmer et al. (2015), que obtuvieron una reducción de la velocidad de compra del producto sucedido luego de una reducción en incentivos del gobierno italiano, en los experimentos realizados se observa algo similar, algo que es necesario desde la perspectiva de la teoría que sostiene el modelo, especialmente con atención a la ecuación, o factor, retorno de inversión. Pues al reducir este valor por consecuencia de los objetos de estudio, se contrae la utilidad parcial del factor inversión, lo que implica menos utilidad individual y provoca un cambio en el comportamiento del sector residencial y de pequeños comerciantes que conduce a un retroceso del patrón observado históricamente hasta el momento.

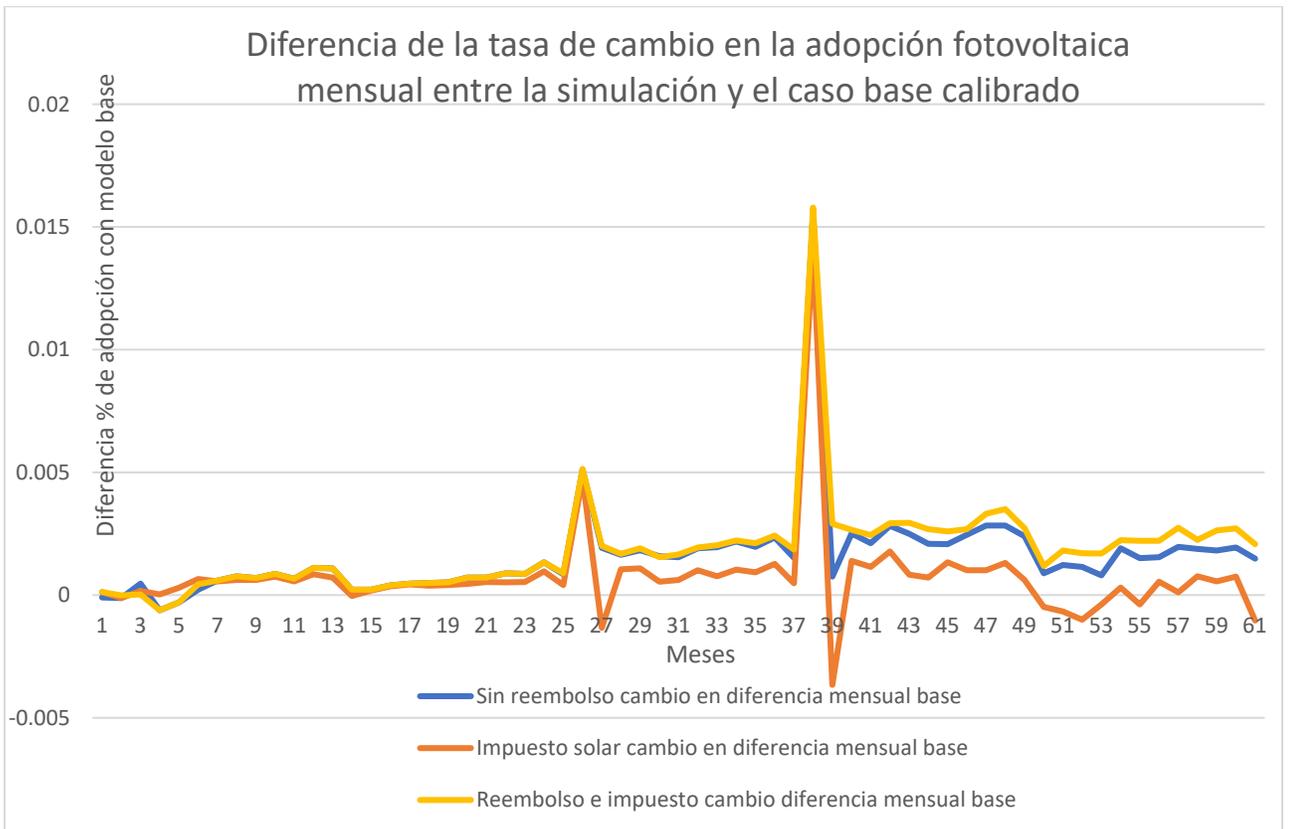
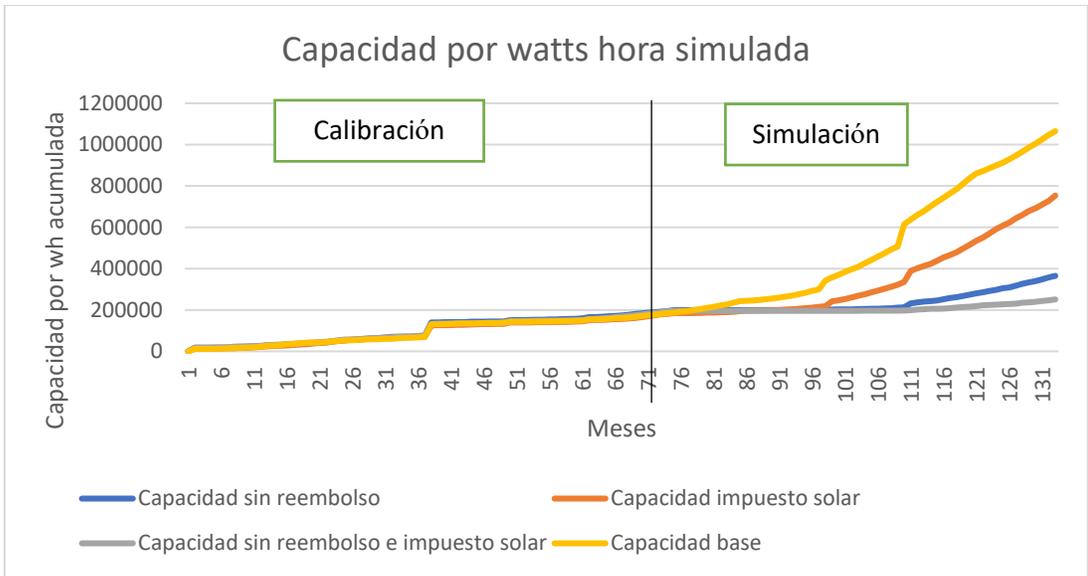
a. Análisis gráfico

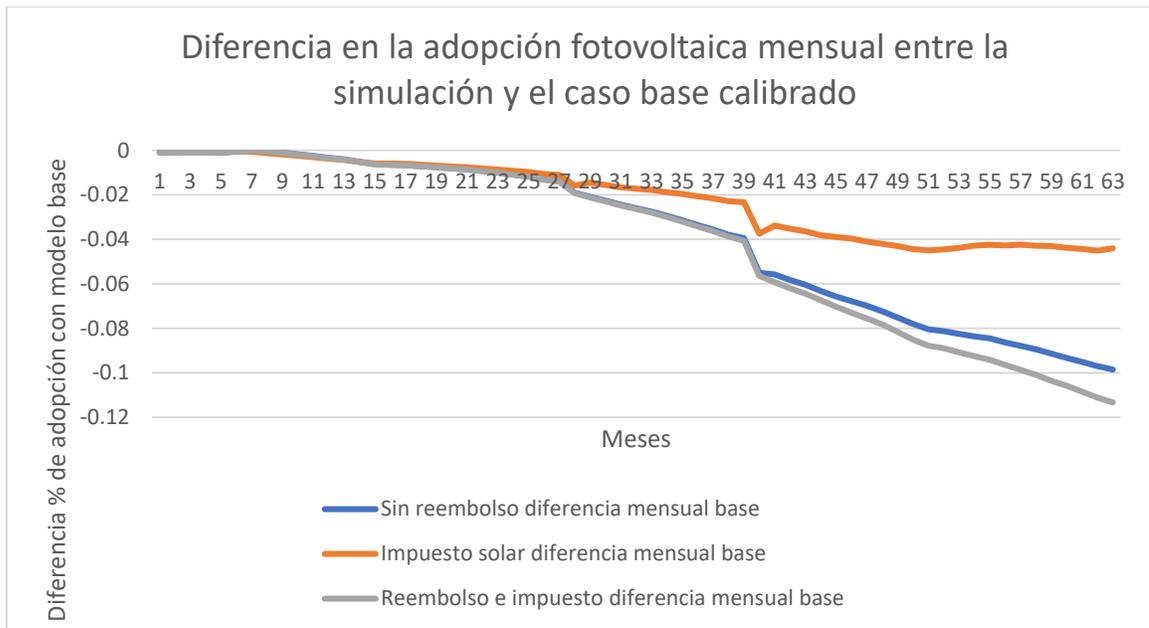
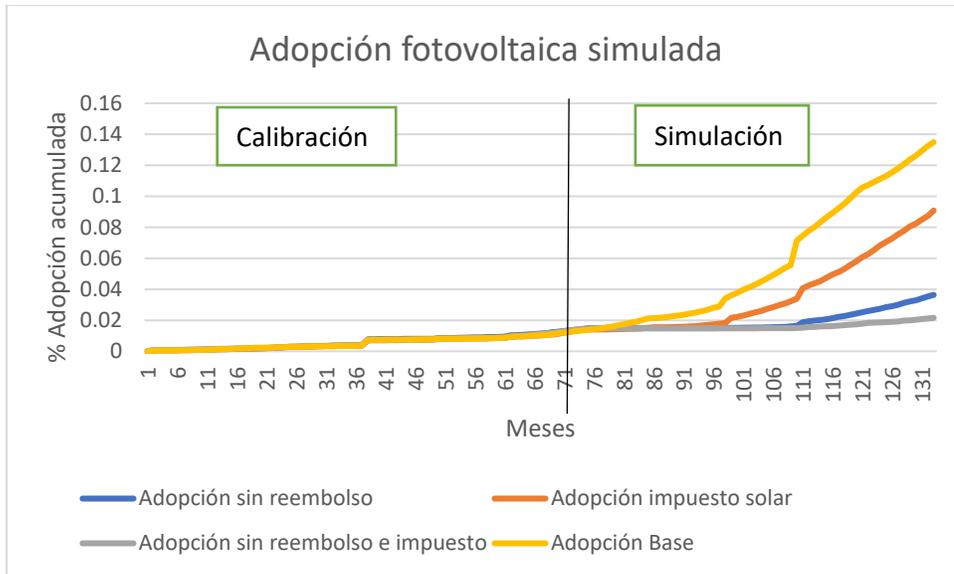
Las gráficas de la siguiente sección son los resultados de los experimentos relacionados al efecto que tienen un impuesto solar y la eliminación de la ley 83, por separados y luego en conjunto, sobre el consumo de productos fotovoltaicos. En los experimentos se puede observar cómo un impuesto solar no tiene el mismo efecto que la eliminación del reembolso del 40% de los costos de inversión que otorgaba la ley 83 del

2010, Fondo de Energía Verde de Puerto Rico. Mientras que el impuesto es por una cantidad de 2.768 c/kwh, lo cual reduce los ahorros durante la vida del producto, el reembolso es una ayuda que obtiene el consumidor el primer año con una reducción que es más sustancial si se compara con el efecto del impuesto. Esto resulta en distintos niveles de difusión en los experimentos, pues el comportamiento en la compra o no de un producto fotovoltaico es más adverso sin un reembolso gubernamental, que bajo el impuesto solar. Pero de igual forma ambas políticas merman el proceso de difusión que se estaba viendo durante los pasados 6 años para la tecnología renovable. Por supuesto, implementando ambas políticas, que es lo que se espera que suceda, el efecto compuesto es aún más oneroso para el consumidor.

i. Gráficas del comportamiento en la compra de sistemas fotovoltaicos

Aquí se detallan los tres experimentos que se llevaron a cabo. Uno representa la aplicación de un impuesto, el segundo es la eliminación de la ley 83 del 2010. El tercero aplica ambas políticas al consumidor. La primera gráfica representa la generación fotovoltaica por watt hora bajo los tres escenarios comparados a uno base, donde el base no aplica los objetos de estudio. De esta manera podemos cuantificar el efecto que podrían tener ambas políticas sobre la capacidad instalada de sistemas solares. La segunda gráfica detalla la diferencia de adopción mensual entre los tres escenarios y el base. La tercera gráfica representa los niveles de adopción. La cuarta gráfica muestra la diferencia en la adopción de los tres escenarios con respecto al escenario base durante el periodo 2020 al 2024.





Observando los resultados, se aprecia en el tercer gráfico como el escenario base, línea amarilla, los consumidores que adoptaron representan aproximadamente un 13.5% del mercado. O, un crecimiento de 12.2%, durante 5 años, pues en el 2019 se reportó en el modelo calibrado un 1.3% de adopción. Este periodo transcurre desde el 2020 al 2024. Pero solo si se mantiene el reembolso y no se aplica un impuesto. Una vez se aplica el impuesto, línea anaranjada, la adopción total se reduce en 4.5% en relación con el escenario

base, lo que representa un 9% de la muestra como compradores. Aplicando el reembolso, se reduce la adopción en un 9.9%, que es lo mismo a que el 3.6% de la población adopte. Si se utilizan ambas políticas, que es lo que se espera que ocurra, se detienen las compras de estos sistemas en un 11.3% comparado al caso base, pues solamente el 2.2% de los agentes adopta. Si lo traducimos a la población, en el escenario base adoptan aproximadamente 180,000 clientes, mientras que en el último escenario adoptan aproximadamente 29,000. Una reducción de 150,000 clientes.

El primer gráfico tiene el mismo patrón pero para la generación de watts por hora acumulada. En el escenario base se acumula un nivel de capacidad de 1,060 kw, y aplicando ambas políticas se alcanza a producir aproximadamente 251kw, perdiéndose aproximadamente 809kw. Traducido a la población, en el base se generan aproximadamente 530,000 kwh y bajo ambas políticas se termina con un total aproximado de 125,200kwh. En el segundo gráfico se compara el cambio de adopción mensual observado en los 3 experimentos y el escenario base. Podemos observar como en los primeros 2 años la pérdida mensual no pasa de .10%, o 2.7 personas por mes, y se mantiene en 1.3 personas por mes (porcentualmente equivale a .05%) para los 3 escenarios. Estas pérdidas son en relación al escenario base. En la población se traduce en pérdidas mensuales de no más de 1,350 consumidores, y manteniéndose el patrón en 650 personas menos durante el comienzo de los primeros dos años. Los primeros meses las pérdidas son menores a las cantidades mencionadas. Para los próximos dos años el efecto primero se duplica, si se compara con el peor caso de los primeros años. El primer año (tercer año, 2022) hay pérdidas de .20%, o 5.4 personas por mes, en los escenarios del reembolso y ambas políticas. El escenario del impuesto se mantiene en pérdidas de 2.7 personas por

meses en promedio, superando las pérdidas de los primeros dos años. En la población el .20% es una cantidad de 2,696 personas, lo que es el doble de pérdidas mensuales comparado al peor caso al comienzo de la simulación. El efecto de la compra de solares de ambas políticas y la ausencia del reembolso se dilata para los años 3 y 4. Mientras que el efecto del impuesto solar sobre las compras se mantiene constante. En el cuarto año el efecto mensual esta en un intervalo de .26% y .35% en la política que aplica ambos objetos de estudio, empeorándose el efecto que tiene sobre el consumidor, adoptando entre 7 y 9.4 personas menos en relación al caso base. En la población seria entre 3,500 a 4,700 personas menos. Quitando solo el reembolso, el efecto esta entre .20% y .28%, agravándose un poco más en relación al año previo. Bajo el impuesto se mantiene en .10%, aunque en ocasiones alcanza .13%. El quinto año en los tres escenarios el efecto negativo de compras merma, pues en la política de ambas se reduce a .20% las pérdidas en compradores, el reembolso a .19% y el impuesto solar el efecto desaparece en lapsos, adoptando incluso más fotovoltaicos que el modelo base, pero manteniéndose entre 0% y .07%. Lo que podría explicarse por el efecto que tiene el factor vecindario y de publicidad en el último año, dando a entender que esta reduciendo el efecto de las políticas sobre los consumidores, pero aun permaneciendo un efecto negativo, y una brecha de consumidores perdidos por una desincentivación llevada a cabo por entidades gubernamentales.

Resumiendo, los primeros dos años las pérdidas de la venta del producto bajo ambas políticas son la mitad del tercer año, una tercera parte del cuarto año, mientras que el último año vuelven a ser el doble o lo que sucedió en el tercer año, reduciéndose el efecto. Por lo tanto, hay un efecto negativo que se incrementa con el pasar de los meses, pero al final se reduce. La conjetura de por qué la reducción podría resumirse por los

factores de vecindario y anuncios, pues aunque reducido, siguen aportando a la utilidad total, y el resultado visto en Rai y Robinson (2015) le da el soporte al factor vecindario, pues la adopción de más clientes afecta más clientes en mayores proporciones con el paso del tiempo. Ya que el consumidor que adopta afecta la percepción de compra para los consumidores cercanos a él, a pesar del impacto de las políticas. La política de eliminar solo el reembolso, en los primeros tres años no se diferencia de la aplicación de ambas políticas. Para los últimos dos años se ve una diferencia, pero no tan marcada. Mientras que el efecto del impuesto se diferencia grandemente, pues se adopta más si se aplica solo esta política para los años tercero al quinto. La última gráfica representa la diferencia observada en la tercera gráfica entre el escenario base y los objetos de estudio. Los resultados nos confirman la hipótesis, donde es más adverso unir ambas políticas. Además de que si la simulación se tomara en serio y hubiera una oportunidad de escoger que política aplicar, es posible decir que aplicar el impuesto solar desfavorecerá menos la difusión fotovoltaica que la eliminación del reembolso de los costos del sistema fotovoltaico.

Capítulo 6

Conclusión

En esta investigación se utilizó un modelo basado en agentes para analizar y evaluar la eliminación de un incentivo, provisto por la ley 83 del 2010, y la aplicación de un impuesto solar, en la difusión de paneles fotovoltaicos. La técnica de modelos basados en agentes para analizar el comportamiento humano permite observar las respuestas dinámicas de los consumidores ante acciones de política pública como la eliminación de un incentivo y la imposición de un impuesto, ya que el modelo sirve para simular la decisión de adopción de paneles fotovoltaicos a partir de los determinantes de la utilidad del producto para el agente y de la forma en que la política pública altera dichos determinantes. El modelo utiliza distintas fuentes para recrear el mercado de Puerto Rico, con ecuaciones calibradas para reproducir los datos históricos. Como resultado de los experimentos o simulaciones con el modelo de agentes aplicado en la tesis se llega a la conclusión de que ambas políticas—el impuesto solar y la eliminación del crédito contributivo para los paneles solares—reducirán la compra de la tecnología solar por los hogares y pequeños negocios.

El modelo tiene algunas limitaciones. La primera es que, al igual que todo modelo, constituye una abstracción basada en una teoría, en este caso una teoría de la difusión de productos de consumo. Segundo, que su capacidad predictiva se limita al corto plazo, por lo cual los resultados de la simulación no se pueden extrapolar hacia el mediano y largo plazos. Tercero, la calidad del modelo depende de la calidad de la calibración a los datos históricos, la cual resultó ser bastante aceptable en este caso.

Bibliografía:

1. Cao, R. (2019). An Independent Economic Evaluation of the definitive Restructuring Support Agreement for Outstanding PREPA'S Debt, of PREPA Fiscal Plan and A Modest Proposal. Recuperado de: http://newenergyevents.com/wp-content/uploads/2020/02/An-Independent-Economic-Evaluation-of-The-Definitive-Restructuring-Support-Agreement-for-Outstanding-PREPAs-Debt-of-PREPA-Fiscal-Plan-and-a-Modest-Proposal_1571951997091_39552709_ver1.0.pdf
2. Billari F.C., Fent T., Prskawetz A., Scheffran J. (2006) Agent-Based Computational Modelling: An Introduction. In: Billari F.C., Fent T., Prskawetz A., Scheffran J. (eds) Agent-Based Computational Modelling. Contributions to Economics. Physica-Verlag HD. https://doi.org/10.1007/3-7908-1721-X_1
3. Cordero, H. (2019). The Socio-Economic Impacts of the Puerto Rico Electric Power Authority (PREPA) Restructuring Support Agreement (RSA) on the Population of Puerto Rico. Recuperado de: <https://ieefa.org/wp-content/uploads/2019/12/PREPA-RSA-Cordero-Guzman-UTIER-REPORT-9-10-19-FIN-ENGLISH.pdf>
4. Instituto Nacional de Energía y Sostenibilidad Isleña, (INESI 2017). Estado de Situación Energética de Puerto Rico, Informe Anual 2017. Recuperado de: <https://static1.squarespace.com/static/5b6c67d071069910870c6820/t/5cbd046be5e5f0648a778456/1555891502310/%282018%29+Oeppe%2C+Estado+de+situacio%CC%81n+en+erge%CC%81tica+de+Puerto+Rico+%282017%29.pdf>
5. Ladner, H. & O'Neil, E. (2009). Determining realistic photovoltaic generation targets in an isolated power system. *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Calgary, AB, pp. 1-5. [DOI:10.1109/PES.2009.5275216](https://doi.org/10.1109/PES.2009.5275216)
6. O'Neil, E. & Rivera, M. (2018). Energy Policies in Puerto Rico and their Impact on the Likelihood of a Resilient and Sustainable Electric Power Infrastructure. *CENTRO: Journal of the Center for Puerto Rican Studies*. Volume 30, Issue 3, pp. 147+.
7. Palmer, J. et al. (2015). Modeling the diffusion of residential photovoltaic systems in Italy: An agent-based simulation. *Journal Technological Forecasting and Social Change*, Elsevier. Volume 99, pp. 106-131. <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2015.06.011>
8. Railsback, S. & Grimm, V. (2011). *Agent-Based and Individual-Based Modeling: Practical Introduction*. New Jersey & U.K. : Princeton University Press.
9. Rai, V. & Robinson, S. (2015). Agent-based modeling of energy technology adoption: Empirical integration of social, behavioral, economic, and environmental factors. *Journal Environmental Modelling & Software*, Elsevier. Volume 70, pp. 163-177. <https://doi.org/10.1016/j.envsoft.2015.04.014>

10. Volker G., et al. (2010). The ODD protocol: a review and first update. *Ecological Modelling* 221: 2760-2768. http://www.railsback-grimm-abm-book.com/E2-Downloads/Chapter03/GrimmEtAl2010_ODD-Update-1.pdf
11. Wilensky, U. & Rand, W. (2015). *An Introduction to Agent-Based Modeling Modeling Natural, Social, and Engineered Complex Systems with NetLogo*. Cambridge, Massachusetts & London, England: The MIT Press.
12. Zhao, J. et al. (2011). Hybrid agent-based simulation for policy evaluation of solar power generation systems. *Journal Simulation Modelling Practice and Theory*, Elsevier. Volume 19, Issue 10, pp. 2189-2205. <https://doi.org/10.1016/j.simpat.2011.07.005>
13. Zhang, T. & Nuttal, W. (2011). Evaluating Government's Policies on Promoting Smart Metering Diffusion in Retail Electricity Markets via Agent-Based Simulation. *Journal of Product Innovation Management* Volume 28, Issue 2, pp. 169–186. <https://doi.org/10.1111/j.1540-5885.2011.00790.x>