

ANÁLISIS ECONÓMICO SOBRE EL USO DE CONTRATOS DE COMPRA DE ENERGÍA SOLAR EN INFRAESTRUCTURAS DE PEQUEÑOS NEGOCIOS

por

Héctor E. Báez Fernández

Tesis sometida en cumplimiento completo de los requisitos para el grado de

MAESTRO EN CIENCIAS
en
INGENIERÍA INDUSTRIAL

UNIVERSIDAD DE PUERTO RICO
RECINTO UNIVERSITARIO DE MAYAGÜEZ
2013

Aprobado por:

Pedro Resto Batalla, PhD
Miembro, Comité Graduado

Fecha

Iván J. Baigés Valentín, PhD
Miembro, Comité Graduado

Fecha

Mayra I. Méndez Piñero, PhD
Presidente, Comité Graduado

Fecha

Viviana I. Cesaní Vázquez, PhD
Directora del Departamento

Fecha

José I. Vega Torres, PhD
Representante, Estudios Graduados

Fecha

Abstract

The crude oil dependence in Puerto Rico motivates the implementation of renewable energy sources such as solar energy. Unfortunately, there are several obstacles for this technology to become an acceptable option for general consumption such as uncertainties in the initial investment and margin of savings. The power purchasing agreements are established as a solution instead of making a capital investment or green loan. Commonly, these agreements are established between electric utilities and investors of generation systems higher than 50kW on infrastructure of an external owner. This research focuses on small business owners of up to 50kW.

A robust methodology is presented to evaluate the economic feasibility of these agreements including factors such as contract length, electricity price, and profit margins. Sensitivity analyses show that the initial investment is the most critical factor. Therefore, a linear programming model was formulated to minimize this investment by selecting an optimum system configuration.

Resumen

La dependencia del petróleo en Puerto Rico motiva la implementación de fuentes de energía renovables, como la energía solar. Desafortunadamente, existen obstáculos para que esta sea una opción aceptable para el consumidor, como incertidumbre en la inversión inicial y ahorros esperados. Los contratos de compra de energía se proponen como solución alterna a una inversión o préstamo. Comúnmente, estos contratos se establecen entre utilidades eléctricas e inversionistas de sistemas de generación mayores de 50kW en infraestructuras de dueños externos. Esta investigación considera dueños de negocios pequeños para sistemas menores de 50kW.

Se presenta una metodología robusta para evaluar la viabilidad económica de estos tipos de contratos incluyendo factores como duración del contrato, precios de electricidad y ganancias. Análisis de sensibilidad mostraron que la inversión inicial es el factor más crítico. Por lo tanto, se formuló un modelo de programación lineal para minimizar esta inversión seleccionando una configuración óptima del sistema.

© Héctor E. Báez Fernández – 2013

Dedico este trabajo a todas las personas que de alguna forma u otra, tuve que poner en segundo lugar para poder alcanzar mis metas académicas. En adición a estas personas, quiero dedicar este trabajo a dos seres muy especiales:

Dr. Mario Padrón

Su visión me dio la prueba real de que si se puede hacer la diferencia.

Anselmo Báez Márquez

Como me hubiera gustado que disfrutaras la gran cosecha que sembraste.

Agradecimientos

En primer lugar, quiero agradecerle a mi consejera la Dr. Mayra I. Méndez por todo el tiempo que dedicó a mi trabajo. Gracias por confiar en mí, por considerar sinceramente mis comentarios y siempre estar a disposición para ayudarme. Me siento muy orgulloso de haber trabajado con usted. También quiero agradecerles a los miembros de mi comité Dr. Iván Baigés y Dr. Pedro Resto por su ayuda y enseñanza en estos últimos años. En adición, quiero agradecer a los profesores Dr. Agustín Irizarry, Dr. Nazario Ramírez, Dr. Lionel R. Orama, Dr. David González y Dr. Viviana I. Cesaní por sus recomendaciones en el trabajo de esta investigación. Quiero agradecer al Abogado Carlos J. Fernández de la firma McConnell Valdes LLC, por el tiempo voluntario que me brindo para aclarar mis dudas relacionadas a la política energética de Puerto Rico. También al presidente de la cooperativa energética Solargen, el Sr. Edwin A. Santiago, por brindarme de su tiempo para comprender la función de su cooperativa.

Muchas gracias al Departamento de Ingeniería Industrial por su apoyo económico y por siempre estar a disposición de orientarme y ayudarme en todo este proceso. Gracias al Departamento de Ingeniería Civil y al Departamento de Energía de los Estados Unidos, en especial al programa de ayudantía UPRM-DoE SRS, por el apoyo económico brindado en el primer año de esta investigación. En adición, quiero agradecer a las escuelas privadas involucradas en los casos de estudio de esta investigación. Gracias por permitirme utilizar su información, siempre estar a disposición de mis necesidades y colaborar en este trabajo.

Quiero agradecerles a los estudiantes graduados del Departamento de Ingeniería Industrial por todas las experiencias y las largas conversaciones que tuvimos. Gracias por el gran respeto que me brindaron, ayudarme en mis dudas, pedirme mi opinión sobre sus trabajos y tomar mis

consejos de forma constructiva. Tuve la oportunidad de compartir lindos momentos y forjar lazos de amistad entre compañeros y compañeras que sé son colegas y futuros líderes.

A mi familia por todo el tiempo que tuve que robarles para poder llegar hasta aquí. Gracias por siempre verme como un ejemplo y por sentirse orgullosos de mí. Fueron momentos muy difíciles los que me dieron el hambre de ser quien soy hoy y nunca olvidaré a las personas que creyeron en mí antes de arrancar esta carrera. Finalmente quiero agradecerle a mi novia Maggy Lugo por su paciencia y apoyo en todos estos años. Gracias por comprender lo importante que son los estudios y alegrarme mi diario. Me has demostrado la virtud que existe en la paciencia y la comprensión. Te agradezco por siempre estar a mi lado, aún cuando no era físicamente.

Tabla de Contenido

Lista de Tablas	x
Lista de Figuras	xii
Lista de Abreviaturas	xiii
1. Introducción	1
1.1 Motivación y Justificación	1
1.2 Revisión de literatura	4
1.2.1 PPA Activos	4
1.2.2 Movimiento Gubernamental	7
1.2.3 Estudios Independientes	8
1.3 Contribución	11
2. Objetivos	14
3. Metodología	15
3.1 Estudio del Marco Actual	15
3.1.1 Tipos de PPA	17
3.1.2 Aplicación de “ <i>Target Price</i> ”	23
3.2 Análisis de Sensitividad	25
4. Casos de Estudio	31
4.1 Caso Hipotético de Restaurante en Bayamón	32
4.1.1 Estudio del Marco Actual para el Caso RHB	32
4.1.2 Análisis de Sensitividad para el Caso RHB	37
4.1.3 Ajustes Finales para el Caso RHB	39
4.1.4 Resumen de Resultados para el Caso RHB	41
4.2 Caso de Escuela Elemental en San Germán	42
4.2.1 Estudio del Marco Actual para el Caso ESG	45
4.2.2 Análisis de Sensitividad para el Caso ESG	49
4.2.3 Resumen de Resultados para el Caso ESG	52
4.3 Casos de Escuela Elemental y Secundaria en Mayagüez	53
4.2.1 Estudio del Marco Actual para los Casos EEM y ESM	64
4.2.2 Análisis de Sensitividad para el Caso EEM	72
4.2.3 Análisis de Sensitividad para el Caso ESM	75
4.2.4 Resumen de Resultados para los Casos EEM y ESM	78
5. Modelo de Programación Lineal Para Minimizar la Inversión Inicial	81
5.1 Definición del Problema	83

5.2	Trabajos Previos.....	85
5.3	Importancia del Problema.....	86
5.4	Formulación Propuesta	86
5.5	Técnicas de Solución y Validación del Modelo	94
6.	Conclusiones Finales y Trabajos Futuros	99
6.1	Conclusiones Finales	99
6.2	Viabilidad Económica de PPA para Pequeños Negocios en Puerto Rico	102
6.3	Trabajos Futuros	104
	Apéndices.....	108
Apéndice 1.	Argumentos Comparativos entre un PPAE y un PPAC	108
Apéndice 2.	Programación en VBA Excel para el Análisis Económico de un PPA.....	110
Apéndice 3.	Historial de Facturas de Luz para los Casos de Estudio ESG, EEM y ESM	127
Apéndice 4.	Gráficos de Probabilidad Normal para los Casos ESG, EEM y ESM	133
Apéndice 5.	Glosario del Modelo de Programación Lineal para Minimizar la Inversión Inicial	136
Apéndice 6.	Programación en Lingo del Modelo de Programación Lineal para Minimizar la Inversión Inicial	137
Apéndice 7.	Programación en VBA Excel para la interface entre Lingo y Excel del Modelo de Programación Lineal para Minimizar la Inversión Inicial	140
Apéndice 8.	Lista de Inversores y Módulos Fotovoltaicos Utilizado en la Validación del Modelo de Programación Lineal para Minimizar la Inversión Inicial.....	142
	Bibliografía	144

Lista de Tablas

Tabla 1: Ejemplo de una Lista de Factores a Considerar.....	17
Tabla 2: Interpretación de los Posibles Valores de H_{PPA} , H_E y H_C	22
Tabla 3: Logística de Programación para Generar el Flujo de Fondos Deseado.....	27
Tabla 4: Factores Considerados para el Caso RHB.....	33
Tabla 5: Lista de Sensitividad para el Caso de RHB.....	39
Tabla 6: Proceso de Ajuste para el Caso RHB.....	40
Tabla 7: Resumen Estadístico del Consumo de Electricidad Mensual para el Caso ESG.....	43
Tabla 8: Resumen Estadístico del Precio de Electricidad Facturado para el Caso ESG.....	45
Tabla 9: Factores Considerados para el Caso ESG.....	47
Tabla 10: Ahorro Anual Ofrecido por el PPAC para el Caso ESG.....	49
Tabla 11: Lista de Sensitividad para el Caso ESG.....	51
Tabla 12: Resumen Estadístico del Consumo de Electricidad Mensual para el Caso EEM.....	56
Tabla 13: Resumen Estadístico del Consumo de Electricidad Mensual para el Caso ESM.....	59
Tabla 14: Resumen Estadístico del Precio de Electricidad Facturado para el Caso EEM.....	61
Tabla 15: Resumen Estadístico del Precio de Electricidad Facturado para el Caso ESM.....	63
Tabla 16: Factores Considerados para el Caso EEM.....	66
Tabla 17: Factores Considerados para el Caso ESM.....	67
Tabla 18: Ahorro Anual Ofrecido por el PPAC para los Casos EEM y ESM.....	71
Tabla 19: Lista de Sensitividad para el Caso EEM.....	74
Tabla 20: Lista de Sensitividad para el Caso ESM.....	77
Tabla 21: Compra de un sistema Fotovoltaico: Equipo en Oferta vs. Modelo Propuesto.....	97
Tabla 22: Argumentos Comparativos entre un PPAE y un PPAC.....	108
Tabla 23: Historial de Facturas de Luz Recopilado para el Caso ESG.....	127

Tabla 24: Historial de las Facturas de Luz Recopilado para el Caso EEM	129
Tabla 25: Historial de Facturas de Luz Recopilado para el Caso ESM.....	131
Tabla 26: Glosario de las Variables Utilizadas en la Formulación Propuesta	136
Tabla 27: Lista de Inversores Utilizados para la Validación del Modelo de Programación Lineal Propuesto.....	142
Tabla 28: Lista de Módulos Fotovoltaicos Utilizados para la Validación del Modelo de Programación Lineal Propuesto	143

Lista de Figuras

Figura 1: Dibujo Ilustrativo sobre un PPAC.....	19
Figura 2: Dibujo Ilustrativo sobre un PPAE.....	20
Figura 3: Gráfica de un Análisis de Sensitividad.....	28
Figura 4: Diagrama Conceptual de la Metodología Sistemática	29
Figura 5: Resultados del Análisis de Sensitividad para el Caso RHB.....	38
Figura 6: Historial del Consumo de Electricidad Mensual para el Caso ESG.....	42
Figura 7: Historial del Precio de Electricidad Facturado para el Caso ESG	44
Figura 8: Análisis de Sensitividad para el Caso ESG	50
Figura 9: Historial del Consumo de Electricidad Mensual para el Caso EEM.....	55
Figura 10: Historial del Consumo de Electricidad Mensual para el Caso ESM.....	57
Figura 11: Historial del Precio de Electricidad Facturado para el Caso EEM.....	60
Figura 12: Historial del Precio de Electricidad Facturado para el Caso ESM.....	62
Figura 13: Análisis de Sensitividad para el Caso EEM	73
Figura 14: Análisis de Sensitividad para el Caso ESM	76
Figura 15: Diagrama Conceptual de un Sistema Fotovoltaico	82
Figura 16: Diagrama sobre los Factores a Considerarse en el Diseño de un Sistema Fotovoltaico	84
Figura 17: Gráfico de Probabilidad Normal del Consumo Eléctrico para el Caso ESG	133
Figura 18: Gráfico de Probabilidad Normal del Precio de Electricidad para el Caso ESG.....	133
Figura 19: Gráfico de Probabilidad Normal del Consumo Eléctrico para el Caso EEM	134
Figura 20: Gráfico de Probabilidad Normal del Consumo Eléctrico para el Caso ESM.....	134
Figura 21: Gráfico de Probabilidad Normal del Precio de Electricidad para el Caso EEM.....	135
Figura 22: Gráfico de Probabilidad Normal del Precio de Electricidad para el Caso ESM	135

Lista de Abreviaturas

AEE	–	Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico
EEM	–	Escuela Elemental en Mayagüez
ESG	–	Escuela en San Germán
ESM	–	Escuela Secundaria en Mayagüez
IRR	–	<i>“Internal Rate of Return”</i> – Tasa Interna de Rendimiento
MARR	–	<i>“Minimum Acceptable Rate of Return”</i> – Tasa Mínima de Rendimiento Aceptable
NPV	–	<i>“Net Present Value”</i> – Valor Neto Presente
O&M	–	<i>“Operations and Maintenance”</i> – Mantenimiento y Operaciones
PPA	–	<i>“Power Purchase Agreement”</i> – Contratos de Compra de Energía
PPAC	–	Contrato de Compra de Energía para la Carga
PPAE	–	Contrato de Compra de Energía para la Entidad
RECs	–	<i>“Renewable Energy Certificate”</i> – Certificados de Energía Renovable
RHB	–	Restaurante Hipotético en Bayamón
RPS	–	<i>“Renewable Portfolio Standard”</i> – Portafolio Estándar de Energías Renovables
VBA	–	<i>“Visual Basic for Applications”</i>

1. Introducción

1.1 Motivación y Justificación

Esta investigación está inspirada en contribuir con la solución del problema de dependencia energética en el que se encuentra Puerto Rico. Más de un 70% de la energía eléctrica de Puerto Rico proviene de combustibles fósiles, como lo son los combustibles derivados del petróleo (Irizarry A. A., 2006). El petróleo es un recurso que proviene del extranjero y su escasez es un problema global. En estos momentos la escasez de petróleo pone en riesgo la sustentabilidad del sistema de energía eléctrica de la isla, motivando cada vez más la búsqueda de nuevas formas de generar electricidad (Cruz, 2012). Esta escasez además, ocasiona aumentos y variaciones de los costos de electricidad perjudicando a muchos sectores de la sociedad. Consumo residencial, centros comerciales, plantas de manufactura, transportación, hospitales, agencias del gobierno, comunicaciones y sistemas meteorológicos son algunos de los sectores que se ven afectados.

Dado este problema, Puerto Rico es integrado al Portafolio Estándar de Energías Renovables (RPS, por sus siglas en inglés) (Energy Efficiency & Renewable Energy, 2010). Esta regulación federal entre muchas funciones, obliga a la Autoridad de Energía Eléctrica (AEE) a que el 20% de la electricidad vendida por dicha entidad, provenga de energía renovable antes del 2035. Esta regulación establece unas metas intermediarias para llegar a esta meta final las cuales son, 12% entre el 2015 al 2019 y 15% entre el 2020 al 2027. También define los tipos de energías renovables o las tecnologías para generar electricidad que pueden ser elegibles para cumplir con este estándar. Entre estas tecnologías se encuentra la fotovoltaica, gas proveniente de vertederos, viento, biomasa, hidroeléctricas, geotermal, olas del mar y combustibles renovables.

Un estudio fue realizado para evaluar la viabilidad de la mayoría de estas tecnologías en Puerto Rico. Este estudio fue hecho por profesores de la Universidad de Puerto Rico en

Mayagüez patrocinado por la Administración de Asuntos energéticos de Puerto Rico (Irizarry, Colucci, & O'Neill, 2008). La intención de este estudio fue estimar si era posible implementar las tecnologías citadas en la regulación RPS para el caso de la isla y hacer recomendaciones sobre la selección de estas. Las recomendaciones finales de este estudio señalan que la energía solar fotovoltaica, energía eólica y energía de las olas del mar son las más recomendadas. El estudio también señala que la energía solar fotovoltaica tiene el menor impacto ambiental y menos posibilidades de conflictos con la sociedad a la hora de implementar la tecnología. El estudio recomienda el uso de los techos, estacionamientos o estructuras ya establecidas y no apoya la implementación desmedida de paneles fotovoltaicos en campos o terrenos. Este señala que aproximadamente el 65% de los techos residenciales pueden proveer la capacidad total de energía, no de potencia, que genera Puerto Rico. También habla sobre los altos costos de los sistemas en la actualidad y como esta alza afecta la compra de estos sistemas entre las comunidades y familias de recursos limitados.

En la actualidad el grupo que trabajó este estudio se encuentra trabajando una iniciativa sobre la estandarización del proceso para poder instalar sistemas fotovoltaicos. En una presentación titulada “Streamlined and Standardized Permitting and Interconnection Processes for Rooftop PV in Puerto Rico” hablan sobre el problema que ocurre con las formas, certificados, diligencias y permisos que son requeridos a la hora de instalar los sistemas fotovoltaicos (Ortiz, O'Neill, & Irizarry, 2012). También mencionan que más del 90% del recurso del techo proviene del sector residencial y que este recurso debe de ser más utilizado. Entre otras cosas, estudian y proponen un sistema computarizado que ayude a la aceleración de estos procesos para así motivar más la participación de la comunidad.

Esta investigación tiene el mismo propósito de incentivar la implementación de energía solar en Puerto Rico al igual O'Neil carrillo et al. (Ortiz, O'Neill, & Irizarry, 2012). Al igual que cualquier cambio, existen problemas y resistencias que obstaculizan esta implementación. A continuación mencionaremos algunos de estos problemas que forman parte de la motivación de esta investigación.

Al ser una nueva tecnología, la aceptación y confianza de la comunidad es una limitada a la hora de tomar la decisión real de hacer la inversión en su propio hogar. A pesar de los incentivos del gobierno federal, la inversión en un sistema fotovoltaico para el consumidor puertorriqueño es una significativa. El ahorro que estos sistemas pueden dar no es inmediato y existe incertidumbre sobre la magnitud de este. El tiempo para recuperar esta inversión es uno largo que depende de muchos factores, estimándose actualmente entre seis a ocho años (Knapp & Jester, 2000). La comunidad no desea incurrir en préstamos verdes, dedicados a este tipo de inversión, porque muchos de ellos enfrentan problemas económicos o desean ocupar su crédito en inversiones más importantes como la compra de una casa y un vehículo de transporte (Irizarry C. , 2011).

¿Qué ocurriría si una compañía externa hace la inversión, en vez del propietario del techo, con la intención de ganar dinero pero ofreciendo al propietario un beneficio? La idea sería conectar por medio de un acuerdo a inversionistas con los dueños de estructuras aptas para dichos sistemas, que no tengan la capacidad para hacer este tipo de inversión, ofreciendo un beneficio por proveer su techo. Este acuerdo se puede definir como un tipo de contrato de compra de energía (PPA, por sus siglas en inglés). Esta idea es la razón de ser de esta investigación. Se propone hacer un estudio económico sobre la viabilidad de utilizar contratos de compra de energía solar en Puerto Rico para este caso en particular. Un contrato de compra de

energía es un acuerdo legal entre un vendedor y un comprador de energía. El vendedor es un generador de energía eléctrica independiente a la compañía o entidad que administra la potencia en el lugar. El comprador podría ser una compañía transmisora de potencia o un consumidor específico. En la sección de revisión de literatura se describe mejor lo que es un contrato de compra de energía, como se ha aplicado en la actualidad y el estudio que se ha hecho de estos, relacionado a esta investigación.

1.2 Revisión de literatura

1.2.1 PPA Activos

Los contratos de compra de energía se utilizan a menudo cuando una planta de generación es establecida en un lugar donde ya existe un mercado de potencias que cuenta con compañías de transmisión y distribución o una entidad del gobierno, que es el caso particular de Puerto Rico. En este ejemplo, el contrato se establece entre la compañía generadora y la compañía o entidad dueña del sistema de transmisión de potencia. A pesar de ser un mercado monopolizado, el mercado de potencia de Puerto Rico posee dos plantas generadoras de potencia a gran escala que son independientes de la entidad gubernamental. Las mismas lo son la AES de Puerto Rico y la EcoEléctrica. El PPA de la AES, planta que utiliza carbón, fue establecido en octubre del 1994 y tiene una duración de 25 años (AES Puerto Rico, 1994). En el caso de EcoElectrica, planta que utiliza gas natural, el PPA fue establecido en marzo de 1995 y tiene una duración de 20 años (Ecoeléctrica, 1997). En Puerto Rico también existen algunos proyectos de energía renovable aprobados por la AEE en desarrollo (Alvarado, 2013). En estos proyectos la AEE pacta un PPA con el dueño del sistema renovable. Por ejemplo, existen 46 proyectos de energía solar fotovoltaica, cuya capacidad total, entre todos los proyectos, es de 1,157.4MW en donde la AEE le ofrece comprar la electricidad generada por el sistema fotovoltaico a 0.15\$/kWh con un

incremento anual de 2%. Los términos y condiciones de estos tipos de contratos son muy detallados y tienen un enfoque significativo sobre las etapas iniciales de operaciones. Fueron documentos diseñados para el caso particular de cada planta o proyecto y no se encontró un documento estándar públicamente disponible para realizar un PPA con la AEE.

Por el contrario, existen documentos públicos estandarizados sobre PPA entre las compañías o entidades establecidas en otras partes del mundo. Como ejemplo tomaremos los casos de Pakistán, Tailandia e India. La compañía nacional de transmisión y despacho limitado de Pakistán posee un documento estandarizado de PPA para la generación de energía eléctrica proveniente de plantas que utilizan carbón (The National Transmission and Despatch Company Limited, 2002). Con este mismo enfoque, la autoridad provincial eléctrica y la autoridad metropolitana de electricidad, en Tailandia, tienen un documento en conjunto para acuerdos con generadores de potencia (Provincial Electricity Authority/Metropolitan Electricity Authority, 2006). Este PPA fue definido como uno para contratos de generación pequeña de un máximo de hasta 10MW. En el caso de la compañía TATA-Power, en India, el PPA es uno general que no tiene limitación de megavatios. Este contrato tiene una duración de un año y se puede renovar automáticamente hasta cinco veces sin sufrir ninguna revisión sobre alguna posible enmienda al mismo (Tata Power, 2011).

En algunas ocasiones un PPA puede tener más de dos partes involucradas en el acuerdo. Esto ocurre cuando se necesita ayuda externa para poder hacer el contrato posible. Un ejemplo podría ser un PPA solar. Para este tipo de PPA, el dueño del lugar puede o no tener relación con las personas que desean hacer la inversión del sistema fotovoltaico. En el caso de no tener relación con la inversión, tendríamos la compañía que se encarga de la distribución de potencia del lugar, el inversionista y el dueño del lugar como posibles partes directas o indirectas de un PPA. El uso

de PPA para la implementación de sistemas fotovoltaicos en infraestructuras externas ya es una práctica establecida. Una prueba de esto es la compañía Tioga-Energy. Esta invierte en sistemas fotovoltaicos para instalarlos en comercios, infraestructura gubernamental y entidades sin fines de lucro (Tioga Energy, 2013). En las plantas de tratamientos de aguas usadas de Dinuba, California, esta compañía realizó un PPA solar de una capacidad de 1.15MW. El mismo comenzó en octubre del 2011 y en su primer año generó más de 1,800,000 kWh, supliendo el 70% del consumo total de la planta (Tioga Energy, 2011). Otro PPA solar realizado fue en las instalaciones de la compañía SurePath, en Santa Barbara, California. Este PPA es de un sistema fotovoltaico de 384kW efectivo desde diciembre del 2008 (Tioga Energy, 2008). Otro ejemplo es el de la compañía SolarCity la cual se enfoca en la aplicación de PPA. Esta compañía acordó diferentes PPA solares con el distrito municipal de utilidades de Sacramento (Christensen, 2012). Los mismos incluyen acuerdos de instalar sistemas fotovoltaicos en ayuntamientos y diferentes infraestructuras que forman parte de la misma entidad de utilidades. Algunos de estos sistemas cubren hasta el 70% del consumo de potencia del lugar donde fue instalado. Según el contrato establecido, la entidad de utilidades tiene una ventana para decidir comprar los sistemas en los años de contrato número 6, 10 y 20.

De esta forma existen otras compañías e inversionistas que forman parte de esta modalidad. Vía electrónica, la compañía legal “RealDealDocs” brinda una lista pública de muchos PPA activos en los Estados Unidos (RealDealDocs, 2012). Aquí se pueden encontrar dichos contratos con sus condiciones y términos. El PPA entre la compañía “Suntower” y el “Pasito Electric Company” es un ejemplo de uno de los contratos públicos. El documento público limita algunos detalles, como el precio de venta de electricidad, dado a una cláusula de confidencialidad, pero brinda muchos detalles de cómo estos documentos son redactados y el contenido de los mismos

(New Mexico Suntower, 2008). La pasada información nos brinda una idea de la aplicación de los PPA en la actualidad.

1.2.2 Movimiento Gubernamental

En Estados Unidos existen muchos incentivos dirigidos a agencias gubernamentales que deseen instalar sistemas de energía renovable por medio de un PPA. Al parecer, existe una gran iniciativa del departamento de energía para apoyar la instalación de sistemas renovables en este tipo de facilidades. El Laboratorio Nacional de Energía Renovable de Estados Unidos publicó un documento sobre los factores a evaluarse y el enfoque financiero que se debe hacer a la hora de proponer un PPA en alguna agencia del gobierno (Cory, Canavan, & Koenig, 2009). El mismo brinda una descripción sobre los PPA dirigido más a la idea de cómo implementarlo en una agencia gubernamental. Ofrece una lista de pasos para evaluar, proponer y realizar un PPA. Por ejemplo, describe la forma de cómo identificar una zona potencial para instalar el sistema en el lugar, así como ejemplos de casos y formas de cómo desarrollar el contrato. De esta misma manera el Programa Federal Para el Manejo de Energía, ofrece información sobre el uso de PPA en infraestructura del estado (Logan, Shah, & Robinson, On-Site Renewable Power Purchase Agreements, 2013). Este programa ofrece cursos y conferencias, para el sector público y privado, sobre regulaciones, consideraciones, entrenamientos y otros conceptos de esa índole. En una de estas presentaciones, discutieron temas sobre el proceso de los proyectos los cuales involucran las legalidades y supervisiones de los servicios de utilidades eléctricas (Shah, 2011). En adición, brindan ejemplos de PPA activos en el gobierno como lo son los PPA solares en la Base de las Fuerzas Aéreas Nellis, en Nevada y Fort Carson, en Colorado, con capacidades de 14.2MW y 2MW, respectivamente. Este programa federal también brinda documentos introductorios de PPA y ejemplos de cómo someter propuestas. Entre estos, se encuentra una guía rápida sobre los

contratos de compra de energía en agencias del gobierno. En este documento se tocan muchos de los temas que se profundizan en otros documentos y presentaciones, con la idea de brindar una noción de la librería disponible (Logan, Shah, & Robinson, Quick Guide: Power Purchase Agreements, 2011). También menciona, como ejemplo real, el PPA solar de 850kW en la base de la Guardia Costanera de la ciudad de Penetaluma, en California.

1.2.3 Estudios Independientes

En adición de la valiosa información provista por el gobierno de Estados Unidos para la implementación de PPA, existen estudios sobre el tema de PPA sin tener el enfoque de la aplicación exclusiva hacia facilidades gubernamentales. Así lo demuestra Jenkins & Lim en su estudio integrado acerca de los PPA (Jenkins & Lim, 1999). En este se hace un análisis económico sobre el uso de PPA para la integración de plantas de generación eléctrica a gran escala. Se utilizan cálculos de valor neto presente para evaluar diferentes escenarios de posibles PPA elaborando flujos de fondos representativos de los mismos en diferentes periodos de análisis. Se enfoca en evaluar diferentes perspectivas como por ejemplo, las perspectivas de comprador y vendedor de energía. Entre algunos temas, se evalúan diferentes precios de venta de electricidad, usos de préstamos, efectos de incrementos en costos de combustibles y quienes serían los beneficiados y perjudicados en los escenarios establecidos. Realiza un análisis de sensibilidad sobre los posibles riesgos de contemplar variaciones en diferentes factores de análisis económico y brinda recomendaciones y técnicas para llegar a un PPA exitoso.

Por otro lado Liong realizó un estudio sobre la inversión extranjera en los sistemas de potencia en nueve naciones del mundo (Liong, 2008). Las nueve naciones lo son África del Sur, Arabia Saudita, Brasil, Canadá, China, India, Marruecos, México y los Países Bajos. En el

mismo habla como los PPA utilizando gas natural y energías renovables, son más prósperos y sustentables que otro tipo de inversiones de esa índole. Discute que los diseños flexibles de PPA, sistemas de combustibles renovables, asociaciones entre poderes locales y gubernamentales, y el estudio de riesgos son conceptos y estrategias que llevan a tener una inversión extranjera exitosa. Habla sobre lo perjudicial que pueden ser los cambios en los precios de combustibles para los inversionistas extranjeros y los riesgos existentes en la actualidad. Por esta razón, recomienda al inversionista un enfoque en el estudio de las futuras variaciones de estos precios. Profundizando más en este tema de riesgos, Atipo-Ambrose estudió las consideraciones que se hacen a la hora de decidir o no aplicar un PPA (Atipo-Ambrose, 2009). Para esta investigación se consideró la utilización de energía hidroeléctrica como posible fuente para generar electricidad, utilizando el caso de estudio del PPA activo en la región de Bujagali en Uganda, África Oriental. Entre los riesgos más significativos se mencionaron los errores en los pronósticos de la demanda, penalidades por las posibles faltas de proveer la potencia mínima requerida y los cambios en los precios de venta de energía. Recomendó conocer y acordar buenos términos y obligaciones entre las partes involucradas y promover la participación del sector gubernamental.

A pesar de enfocarse en el uso de combustibles fósiles, “The World Bank Group” investigó las regulaciones necesarias para proponer una metodología financiera de PPA en el país de Nigeria (The World Bank Group, 2008). La metodología propuesta se basa en cuatro pasos conceptuales: identificar la posibilidad de obtener permiso para generar electricidad, evaluar la competencia, analizar un posible precio de venta de energía eléctrica y modificar estratégicamente el precio para que contemple riesgos, incertidumbre y otros factores. Dado el enfoque en combustibles fósiles, habla sobre calcular un precio de combustible promedio y del pronóstico de este durante el periodo de análisis que se espera tener la planta en operación.

Entrando más en la dirección de energías renovables, Kollins y Pratson investigaron el gran reto legal que existe para utilizar PPA solares como forma de financiamiento para implementar sistemas fotovoltaicos (Kollins & Pratson, 2008). Explica que existen leyes y regulaciones que favorecen el monopolio del mercado de potencia y que esta acción perjudica mucho la implementación de los PPA solares en diferentes estados en Norte América. Discute que las entidades dueñas de los sistemas de utilidades controlan los usos de PPA solares para proteger al consumidor, asegurar la estabilidad de la red de potencia y controlar la competencia de venta de electricidad. Menciona a los estados de California y Oregon, como proveedores de leyes para la implementación justa de PPA solares y a los estados de Nevada y Arizona, como poseedores de problemas que perjudican la implementación de estos tipos de contratos. Para el caso de mucha resistencia legal, brinda alternativas secundarias para lograr la implementación de sistemas fotovoltaicos como lo son los préstamos verdes e incluir beneficios para la entidad de utilidades involucrada en los PPA.

Por último, la disertación doctoral de José I. Morales (Morales Plaza & Pérez Íñigo, 2011) brinda una extensa fuente de información sobre los factores claves para la inversión de proyectos de energía renovables. Discute la idea de que las regulaciones del estado no es el único mecanismo para implementar la generación de este tipo de energía. Entre las otras vertientes del asunto, enfatiza sobre la importancia de encontrar un balance entre la naturaleza y el sector industrial. También menciona que la población de la región debe convertirse en un consumidor preparado en donde los aspectos políticos, económicos y sociales de estos, se tomen en consideración para tener una aceptación de la tecnología. También discute la importancia de estudiar la disponibilidad y viabilidad de los recursos necesarios para implementar la tecnología seleccionada como otros problemas secundarios del transporte de materiales y dificultades

administrativas. También estudió la regulación federal RPS, de los Estados Unidos, interpretando su estrategia y mencionando las ventajas y desventajas de la misma. Dentro de sus comentarios subraya la importancia de que para que esta regulación tenga éxito, simultáneamente debe haber una iniciativa privada de PPA e incentivos del gobierno federal disponibles durante el tiempo en que exigen los diferentes porcentos de generación de energía renovable.

1.3 Contribución

En esta investigación se utiliza los conceptos de ingeniería industrial, como el análisis económico y el análisis de sensibilidad, para facilitar el estudio particular de PPA dado las condiciones y recursos disponibles por cada individuo que tenga la iniciativa de comenzar este tipo de negocio. Como se ha mencionado en la revisión de literatura, la iniciativa de PPA es una ya existente pero carece de guías y recursos claros para su implementación en el sector privado. Cada compañía que decide estudiar la viabilidad de los PPA en su región, opta por no divulgar mucha información que promueva la competencia en este mercado. Se brindará una metodología sistemática de la forma en que estos contratos se pueden evaluar centrándose en la viabilidad económica de los mismos.

Conociendo del recurso del espacio disponible que brindan los techos residenciales y comerciales pequeños, se intenta enfocar el estudio a una escala menor en la capacidad de estos sistemas fotovoltaicos. La razón es que la tendencia de estos tipos de contratos promueve sistemas con capacidades que no necesariamente pueden instalarse en el área disponible de una residencia o un comercio pequeño. La razón de esta tendencia es que los costos de los sistemas fotovoltaicos tienden a disminuir mientras su capacidad es mayor y definitivamente mientras más potencia se pueda vender más ganancias se pueden tener (Skoultchi, 2012). A pesar de esto, se

busca impactar directamente a la población con un beneficio al momento. Por ejemplo, se desea brindar un ahorro de luz o un incentivo por rentar el techo, en vez de esperar a que la generación de energía solar impacte el precio del kilovatio hora y la entidad distribuidora de electricidad decida reducir el mismo. A pesar de conocer el potencial residencial para este tipo de proyectos, existen muchos riesgos que pueden hacer que estos tipos de contratos no sean exitosos. Entre estos riesgos se encuentra la mudanza del cliente, variaciones significativas en el consumo de potencia, embargos hipotecarios, daños al sistema instalado, accidentes y negligencias de un consumidor irresponsable. Por esta razón se enfoca el estudio hacia el sector negocios pequeños, buscando un balance entre la idea de estudiar PPA con capacidades de menor escala y reconociendo algunos riesgos indirectos pero significativos del sector residencial. La idea es que esta investigación brinde un camino hacia una futura forma de evaluar y estudiar los PPA enfocados más hacia el sector residencial (Wheal, Fulford, Wheldon, & Oldach, 2004). La ley 454 de Puerto Rico define negocios pequeños como negocios que tengan 15 o menos empleados (Ley de Flexibilidad Administrativa y Reglamentaria para el Pequeño Negocio, 2000). Se desea respetar esta definición pero al mismo tiempo tener un enfoque mayor hacia capacidades de sistemas fotovoltaicos de escalas menores a las habituales implementadas actualmente en PPA.

Por otra parte, existen diferentes maneras de acordar un PPA y dependiendo de la manera seleccionada, se definen las partes directas e indirectas del contrato. Con la intención de estandarizar el análisis y facilitar el estudio público, se presentan dos maneras diferentes de crear un PPA las cuales intentan resumir la mayoría de las diferentes ideas que pueden surgir de estos acuerdos en donde el dueño de la infraestructura no es el inversionista del PPA. Estos dos tipos de PPA son parte de la contribución de esta investigación en estandarizar el análisis económico de estos contratos. El primer tipo se define como un PPA para la carga (PPAC) en donde la

capacidad del sistema fotovoltaico sustenta completamente o parcialmente el consumo de potencia de la infraestructura en donde está instalado. Este tipo de PPA vende la potencia generada al cliente dueño de la infraestructura utilizando el servicio de medición neta provisto por la compañía distribuidora de potencia. El segundo tipo de PPA, PPA para la entidad (PPAE), se diseña sin restringirse al consumo de la infraestructura en donde está instalado. Este segundo tipo, se enfoca en utilizar todo el espacio disponible para generar electricidad y venderla a la compañía distribuidora de potencia. El dueño de la estructura recibe un ingreso mensual por proveer el espacio para instalar el sistema fotovoltaico. En la metodología se brinda una explicación más profunda de estos dos tipos de PPA y las razones de porque considerarlos o no en el análisis.

2. Objetivos

Los objetivos de esta investigación son:

- 1) Proveer una metodología sistemática de como considerar el aspecto económico de un PPA.
- 2) Estudiar la viabilidad actual de PPA en Puerto Rico para el sector comercial pequeño.

Para el primer objetivo se utilizarán los conceptos de ingeniería industrial para crear dicha metodología los cuales se mencionan a continuación. Primero se definirá el tipo de PPA que mejor aplique, sea un PPA para el cliente o entidad. Se intentará desarrollar sugerencias, fórmulas y herramientas para esta selección, considerando el consumo de la infraestructura y los posibles precios de venta de energía de cada tipo de PPA. Luego se pretenden definir los componentes más significativos del flujo de fondos de un PPA, utilizar la teoría de “*Target Price*” (Patrick, Keun-Hyo, & Il-Woon, 2004) para definir un precio de venta final y aplicar un análisis de sensibilidad (Canada, Sullivan, & White, 2005) sobre los factores que más influyen económicamente. Se utilizará la programación en “*Visual Basic for Applications*” (VBA, por sus siglas en inglés) en Excel para facilitar los cálculos de este análisis.

Para el segundo objetivo se pretende aplicar la metodología sistemática realizada en el primer objetivo para estudiar el caso particular de Puerto Rico. Se escogerán unos negocios o establecimientos existentes en la isla, que servirán como casos de estudio en donde hipotéticamente se comparará el estado actual en que se encuentre con la aplicación de un PPA. Luego del análisis se concluirá si existe una viabilidad económica para hacer este tipo de negocio en Puerto Rico.

3. Metodología

El proceso propuesto para evaluar el aspecto económico de PPA consiste en tres pasos principales; estudiar el marco actual de PPA, hacer un análisis de sensibilidad y ajustar los factores de este análisis hacia la realidad disponible para el inversionista.

3.1 Estudio del Marco Actual

Uno de los problemas a la hora de decidir implementar un PPA es la incertidumbre sobre los posibles costos e ingresos. Para poder determinar la viabilidad de estos contratos, se necesita hacer una investigación sobre el marco en el que se encuentra este negocio. Este marco de estudio consiste de los factores o elementos que se piensan considerar en el análisis económico. Precios de electricidad, periodo de contrato y los costos iniciales del sistema fotovoltaico instalado, son ejemplos de algunos factores de este marco. Los valores de estos factores van a depender, por ejemplo, del mercado de potencia actual, las leyes vigentes y los incentivos gubernamentales disponibles en la región o lugar en donde el PPA desea ser implementado. Es una buena práctica definir primero la capacidad del sistema fotovoltaico dependiendo del tipo de PPA que se desea implementar. Más adelante en la sección 3.1.1 se provee información para decidir el tipo de PPA que puede convenir estudiar. Luego de tener una capacidad deseada, otros factores como el valor inicial del sistema fotovoltaico y la posible frecuencia de la generación de los certificados de energía renovable (RECs, por sus siglas en inglés) pueden ser definidos. Los RECs son certificados que pueden ser reclamados por un dueño de un sistema de energía renovable que haya generado un megavatio hora. Por ejemplo, el dueño de un sistema que genera 200kWh cada mes, puede comenzar a reclamar un certificado aproximadamente cada cinco meses. Luego de recibir el certificado, el dueño de estos RECs puede venderlo a un corredor o compañía de generación de potencia que tenga que cumplir con las obligaciones de la regulación

federal RPS (EPA, 2008). Por ejemplo, una compañía que no pueda generar cierto porcentaje de energía eléctrica proveniente de energías renovables que le exige la regulación RPS, puede cumplir con esta ley si posee en certificados RECs la cantidad de megavatios hora a la que necesite estar para ese momento. Estos certificados podrían ser un ingreso adicional a la venta de energía eléctrica del sistema fotovoltaico y su función es parte de la estrategia económica de la regulación RPS para incentivar este tipo de tecnologías.

Se necesita hacer una investigación detallada de cada factor que se piensa considerar en el flujo de fondos para el futuro análisis económico. Información histórica, pronósticos y valores estadísticos como máximos, mínimos y promedios son información relevante. La Tabla 1 presenta un ejemplo sobre los factores que pueden considerarse y algunos valores comunes de estos que se pueden encontrar en la literatura. La profundidad de la investigación y el número de factores considerados puede ser proporcional a la precisión del resultado final del análisis económico. Al mismo tiempo estas acciones pueden consumir un tiempo significativo que ocasione un problema para cumplir con las metas deseadas en el periodo de tiempo disponible para estudiar este tipo de negocio. Por ejemplo, la búsqueda de un valor común para los costos de mantenimientos y operaciones (O&M, por sus siglas en inglés) de un PPA puede terminar con un estimado por kilovatio hora generado para sistemas fotovoltaicos similares o puede considerar e investigar separadamente los costos de las reservas para las reparaciones del inversor, medición y monitoreo, itinerario de limpiezas y otros costos de O&M aplicables. Dependiendo de la región, algunos factores pueden ser más estudiados y profundizados que otros. Por ejemplo, si en la región de estudio existe una ocurrencia de tormentas de arena, es recomendable profundizar más en los costos de la fuerza laboral y del itinerario para la limpieza de estos sistemas.

Tabla 1: Ejemplo de una Lista de Factores a Considerar

Factores	Mínimo	Máximo	Valores Habituales	Frecuencia	...
Precio de Venta	0.07 \$/kwh	0.36 \$/kWh	0.13 \$/kWh	Por mes	...
Duración del Contrato	5 años	20 años	10 años	No se encontró	...
Costo Inicial del Sistema Instalado	No se encontró	\$30,000	\$21,000	25-30 años	...
Valores de los RECs	\$40	\$300	\$60	2-3 meses	...
...

En adición a la definición de los factores que se van a considerar en el flujo de fondos, una tasa de retorno mínima aceptable (MARR, por sus siglas en inglés) debe ser establecida. Este MARR será comparado con la tasa interna de interés (IRR, por sus siglas en inglés) de los flujos de fondos activos. El MARR representa el margen de ganancias que un inversionista de un PPA consideraría aceptable. Luego con el IRR del flujo de fondos, los valores del valor neto presente (NPV, por sus siglas en inglés) podrían ser calculados para el futuro análisis de sensibilidad. Valores habituales del MARR fluctúan entre los 8% a 12% siendo 12% o valores mayores, inversiones aceptables y que se consideran lucrativas (Newnan, Eschenbach, & Lavelle, 2012). En el caso de proyectos ambientales o sin fines de lucro los valores del MARR pueden bajar a un rango de 2% a 5% dependiendo de las expectativas del inversionista y otros beneficios no monetarios del proyecto (Newnan, Eschenbach, & Lavelle, 2012).

3.1.1 Tipos de PPA

Como se ha mencionado antes, existen diferentes maneras para definir un tipo de PPA y dado estas maneras, las partes involucradas pueden correr un rol primario o secundario en este tipo de

acuerdos. El diseñador del PPA puede enfocarse en el consumo de la infraestructura en donde está instalado el sistema, en querer vender la mayor cantidad de potencia posible dado el espacio disponible o en crear interconexiones entre diferentes estructuras con el fin de conectar el lugar de generación con el consumidor de potencia. Con la intención de definir dos rumbos de estudios y estandarizar un poco toda esta lluvia de ideas para PPA en donde el inversionista no es el dueño de la infraestructura, se han definido dos tipos de PPA; PPAC y PPAE. El PPAC es un contrato que se diseña con una capacidad de generación de potencia restringida por el consumo eléctrico de la infraestructura en donde está instalado. Se asume que existe algún tipo de servicio de medición neta de la entidad o compañía que suple o supliría la potencia en el lugar. En vez de invertir en un sistema de baterías, el servicio de medición neta provee potencia para un cliente que genere energía renovable cuando este la necesite (Darghouth, Barbose, & Wiser, 2011). Por ejemplo, un cliente que genere electricidad de un sistema fotovoltaico puede generar más electricidad en el día de la que necesite y en la noche necesitar esa electricidad dado la ausencia del sol. El servicio de medición neta le provee a este cliente potencia en la noche y una forma de contar la potencia que brindó en exceso durante el día. Restringido por el diseño eléctrico de la capacidad del sistema, se establecerá un periodo de tiempo en donde este intercambio de potencia será igual a cero (DSIRE, 2013). El periodo de intercambio, costos del servicio, penalidades y otras restricciones son acordadas o estipuladas por la compañía o entidad distribuidora de potencia que brinda los servicios. Cabe mencionar que la regulación RPS obliga a muchos estados a proveer este tipo de servicio de forma gratuita. Las leves penalidades, periodos de intercambio de potencia igual a cero, y otras obligaciones de este servicio varían por cada estado que forma parte de esta regulación. A pesar del servicio de medición neta, el PPAC está más relacionado con el dueño de la infraestructura en donde se instalará el sistema y la

compañía que decida invertir en el PPA. La idea de este tipo de PPA es venderle la potencia al mismo cliente del lugar, donde se instaló el sistema, ofreciéndole un precio menor que el que está disponible actualmente. La Figura 1 muestra un dibujo ilustrativo sobre un PPAC.

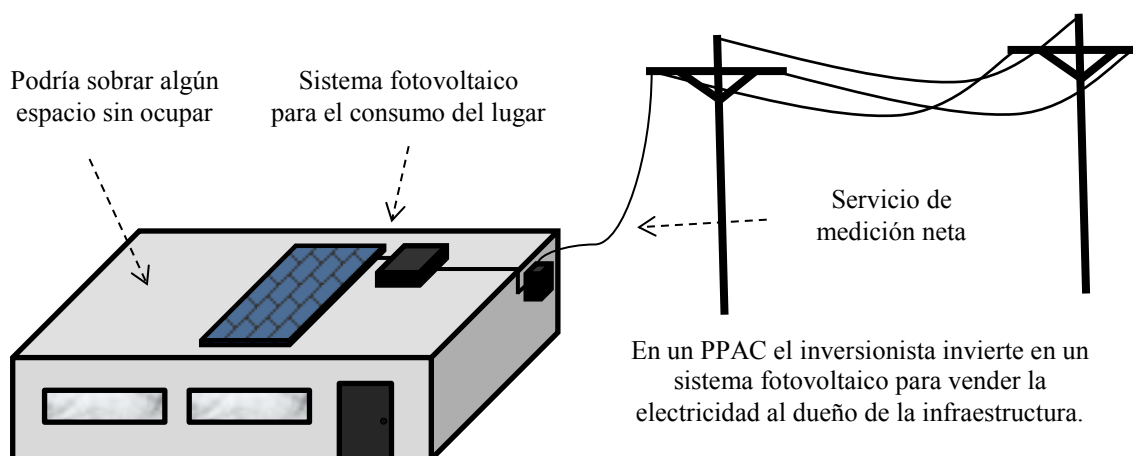


Figura 1: Dibujo Ilustrativo sobre un PPAC

Por otro lado el PPAE es un contrato para vender potencia a la entidad distribuidora. El diseño de este tipo de PPA no tiene ninguna relación, restricción o limitación directa con el consumo eléctrico del lugar donde está instalado el sistema. El enfoque de este acuerdo es utilizar el mayor espacio posible para generar electricidad y vendérsela a la entidad. El dueño de la infraestructura se convierte en un arrendador de su techo en donde el inversionista o dueño del sistema paga una cantidad, por ejemplo mensual, por tener disponible el lugar de instalación. En este tipo de acuerdo existe una relación más directa del PPA entre la compañía distribuidora de potencia y el inversionista dueño del sistema fotovoltaico. La Figura 2 muestra un dibujo ilustrativo sobre un PPAE. Conociendo sobre los altos costos de las líneas eléctricas y otros elementos eléctricos, estos dos tipos de PPA se contemplan en escenarios en donde la adición de nueva infraestructura de potencia es mínima. Los altos costos de las líneas eléctricas, los posibles cargos de transmisión de electricidad y la consideración de generación eléctrica a menor escala, son las razones del porque no considerar PPA entre consumidores específicos que se encuentran

lejos del lugar donde se genera la electricidad (Coddington, Aabakken, & Margolis, 2008). El en Apéndice 1, la Tabla 22 muestra una comparación entre estos dos tipos de PPA, PPAE y PPAC, resaltando sus beneficios y limitaciones.

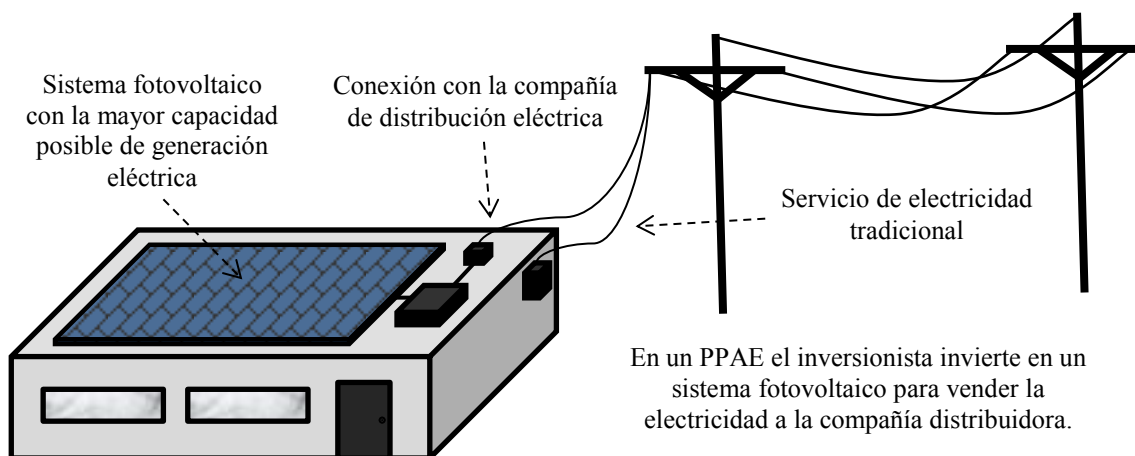


Figura 2: Dibujo Ilustrativo sobre un PPAE

Un negocio que tenga el tamaño de su techo menor o similar al espacio requerido para poder suplir la potencia necesaria para cubrir su consumo, es un posible indicador de que un PPAC puede ser un PPA más adecuado para cierto porcentaje del consumo de este cliente. Por otro lado, altos costos y penalidades de medición neta, pueden hacer que la pasada aseveración no sea tan cierta. También el precio de venta de electricidad puede ser diferente dependiendo a que cliente se pretenda vender la misma. En el caso de querer vender la electricidad a la compañía distribuidora, PPAE, esta compañía pudiera restringir dicho precio a uno muy bajo del que se le podría ofrecer al cliente de un PPAC. Las ecuaciones (1), (2) y (3) contemplan los diferentes escenarios para sugerir que tipo de PPA será más adecuado para el futuro estudio económico.

$$H_{PPA} = \text{Max} \{H_E, H_C\} \quad (1)$$

En donde: $H_E = I_E - C_E \quad (2)$

$$H_C = I_C - C_C \quad (3)$$

Los suscritos E y C se refieren a que esa información es sobre los tipos de contratos PPAE y PPAC, respectivamente. H_{PPA} es la mejor ganancia relevante entre un PPAC y un PPAE en donde H_C y H_E son las ganancias relevantes de cada tipo de PPA, respectivamente. I representan los ingresos relevantes y C los costos relevantes durante un periodo de tiempo en común. Se necesita identificar los ingresos y costos más relevantes del PPA para decidir el tipo de PPA más adecuado según el caso particular. Como existen profesionales de diferentes ramas estudiando estos contratos, es posible que en algunos casos estos valores relevantes sean difíciles de establecer. Para facilitar este análisis y estandarizar más este tipo de estudio, se sugiere utilizar las ecuaciones (4) y (5) que intentan resumir los factores más relevantes en un análisis económico de esta índole.

$$H_E = \frac{IN_E}{A_E} * (Gov_E - 1) + G_E * (P_E + RECs_E - M_E) - R_E \quad (4)$$

$$H_C = \frac{IN_C}{A_C} * (Gov_C - 1) + G_C * (P_C + RECs_C - M_C) - N_C \quad (5)$$

IN es la inversión inicial del sistema fotovoltaico (\$), A es el periodo de contrato en meses (meses), Gov es el por ciento de la inversión inicial que los incentivos del gobierno cubren (%), G es la generación de electricidad promedio del sistema fotovoltaico en un mes para el periodo de contrato (kWh/mes), P es el precio de venta de electricidad promedio para el periodo de contrato (\$/kWh), $RECs$ es el precio de venta de RECs promedio para el periodo de contrato

(\$/kWh), M es el costo de O&M promedio para el periodo de contrato (\$/kWh), R es el costo mensual promedio de renta por el techo en donde el sistema es instalado para el periodo de contrato (\$/mes) y N es el estimado de costo mensual promedio por los servicios de medición neta para el periodo de contrato (\$/mes). Estas ecuaciones contemplan la inversión inicial, periodo de contrato, incentivos del gobierno, capacidad del sistema, precio de electricidad, venta de REC's, costos de mantenimiento y operaciones, costos de medición neta y costos del pago de renta del techo en donde el sistema fotovoltaico sería instalado.

Nuevamente, H_{PPA} es la mejor ganancia entre un PPAC y un PPAE en donde H_C y H_E son sus ganancias relevantes, respectivamente. Dado la combinación de estos tres valores se puede sugerir que tipo de PPA es recomendable estudiar. La Tabla 2 presenta los posibles resultados de estas combinaciones y cómo interpretar los mismos.

Tabla 2: Interpretación de los Posibles Valores de H_{PPA} , H_E y H_C

Valor de H_{PPA}	Relación Entre H_C y H_E	Descripción	Estudio Recomendado
$H_{PPA} > 0$	$H_C < H_E$	PPAE tiene mayores ingresos	PPAE
$H_{PPA} > 0$	$H_C = H_E$	Mismos ingresos	N/A
$H_{PPA} > 0$	$H_C > H_E$	PPAC tiene mayores ingresos	PPAC
$H_{PPA} = 0$	$H_C = H_E = 0$	No existen ingresos	N/A
$H_{PPA} < 0$	$H_C < H_E$	PPAC tiene mayores costos	PPAE
$H_{PPA} < 0$	$H_C = H_E$	Mismos costos	N/A
$H_{PPA} < 0$	$H_C > H_E$	PPAE tiene mayores costos	PPAC

Se identifica como una sugerencia o recomendación porque se está considerando que si existen otros factores que afectan a estos tipos de PPA los mismos son proporcionales en un rango relevante. Si se reconoce que existe una diferencia entre otros factores del posible flujo de fondos que no se pueden tomar en consideración como ingresos o costos relevantes, se recomienda hacer ambos estudios por separado para así asegurarse de escoger el tipo de PPA que más convenga. Para poder utilizar las ecuaciones (1), (2), (3), (4) ó (5) debemos de establecer primero los posibles precios de venta de electricidad dependiendo del tipo de PPA. Para decidir este tipo de precio, utilizaremos el concepto de “*Target Price*” el cual se discutirá en la sección 3.1.2.

3.1.2 Aplicación de “*Target Price*”

Es importante reconocer que el cliente que comprará la potencia generada por un PPA busca reducir sus costos y su decisión en incurrir en este tipo de contrato estará atada directamente al posible ahorro que estos contratos le puedan brindar. Dependiendo del tipo de PPA, el precio de venta de electricidad puede estar restringido. En el caso de PPAE es posible que el precio de venta se restrinja a un valor ya determinado por la entidad distribuidora o compita con los precios de generación de energía eléctrica de otros tipos de tecnología y de las plantas de generación ya existentes en ese mercado de potencia. En el caso de PPAC el precio de venta de electricidad compite con la tarifa que le ofrece la entidad distribuidora al dueño de la infraestructura. Esta tarifa tiende a ser mucho mayor que la competencia que pueden ofrecer otras plantas generadores de electricidad en un PPAE. En un PPAC, esta diferencia brinda un espacio mayor para establecer un precio competitivo pero que al mismo tiempo sea lucrativo para el inversionista.

Es bien importante ofrecer un precio de venta que compita con la oferta actual para así poder convencer al cliente de incurrir en este tipo de contrato. Por tal razón, se recomienda hacer un estudio sobre los precios y ofertas actuales de este tipo de mercado. De esta forma utilizando el concepto de “*Target Price*”, se fijará el precio de venta de electricidad a un valor en donde el cliente se sienta atraído a pagar por el producto ofrecido. En vez de diseñar un producto para luego establecer el precio de venta de este, el concepto de “*Target Price*” define primero el precio al que este producto puede ser vendido. Luego se ajustan todos los factores relacionados al producto para poder vender este al precio establecido (Patrick, Keun-Hyo, & Il-Woon, 2004). Por ejemplo, se podría ajustar el margen de ganancias ó diseñar el producto con materiales que aseguren un costo adecuado para cumplir con el precio de venta establecido. En resumen, si el producto no se puede hacer para venderse a ese precio, simplemente no se hace.

En esta etapa de la metodología sistemática el investigador debería haber:

1. fijado los posibles precios de venta de electricidad para el PPA
2. seleccionado el tipo de PPA a estudiar
3. establecido una posible duración del contrato
4. construido un flujo de fondo preliminar considerando los factores que desea analizar representados con valores habituales en la particularidad del entorno en donde se piensa implementar el PPA
5. seleccionado un MARR

Luego de tener la información antes mencionada, un análisis económico preliminar puede ser realizado para calcular el IRR de este flujo de fondos. Un IRR igual o mayor al MARR establecido indica que el PPA puede ser posible para el margen de ganancia deseado. Si el IRR

es menor que el MARR o el investigador desea mejorar su negocio, la teoría de “*Target Price*” indica que se deben encontrar menores costos o modificar el producto para que así se pueda cumplir con el precio de venta y el margen de ganancia establecido (Patrick, Keun-Hyo, & Il-Woon, 2004). Para hacer este tipo de ajuste se ha combinado la aplicación de un análisis de sensibilidad con esta teoría. La intención es que el análisis de sensibilidad provea información sobre los factores que más afectan el negocio de PPA para así con una lista de factores prioritarios ir estudiando las posibilidades de mejorar dichos factores estratégicamente.

3.2 Análisis de Sensitividad

El análisis de sensibilidad del flujo de fondos establecido define los factores que más afectarían este modelo si dichos factores tuvieran un cambio en sus valores. Una medida de desempeño como el valor neto presente o el valor neto anual debe ser seleccionada para poder efectuar este tipo de análisis. No se recomienda utilizar el IRR como medida de desempeño dada la complejidad de calcular ciertos resultados. Un análisis de sensibilidad varía los valores de cada factor entre un porcentaje de desviación deseado. Conociendo los posibles riesgos, incertidumbre y futuros cambios, este tipo de análisis estudia los cambios en la medida de desempeño seleccionada al cambiar valores de los factores que se encuentran en el flujo de fondos (Canada, Sullivan, & White, 2005).

Dependiendo del flujo de fondo estimado, dado el entorno en donde el PPA se implemente, el cálculo de la medida de desempeño puede resultar en un número tedioso de operaciones y pasos. Por ejemplo en un PPA general, el flujo de fondos puede incluir costos e ingresos en diferentes periodos de tiempo así como flujos de fondos mensuales, anuales, semestrales o periodos que dependan de la oportunidad en el mercado, como por ejemplo la venta de RECs.

También los valores podrían considerarse como anualidades equivalentes a dichos periodos o valores no constantes por dicha anualidad. Por ejemplo, si consideramos el consumo de potencia del cliente, este valor pudiera considerarse como una aproximación mensual a un valor promedio o como data histórica de valores del consumo mensual de los pasados años. Una herramienta de programación puede ayudar a calcular la medida de desempeño deseada dado las variantes del modelo. La idea es crear un flujo de fondos utilizando el periodo más pequeño disponible. Por ejemplo si tenemos factores en meses, trimestres y años, podemos seleccionar los periodos en meses para crear un flujo de fondos que incluya todos los factores a evaluarse. En este flujo de fondos cada tres meses se añadirán los factores trimestrales y cada doce meses se añadirán los factores anuales. Estos factores pueden ser un solo dato promedio o una lista histórica de sus valores por algún periodo de tiempo en específico. Si creamos un programa en donde definamos los diferentes tipos de anualidades, podremos analizar diferentes tipos de flujo de fondos dependiendo de las anualidades de nuestro problema en particular y cambiarlas fácilmente dependiendo de las modificaciones que necesitemos hacer así como de la información que tengamos. Luego, si se escoge el NPV como la medida de desempeño, fácilmente se puede calcular la suma de todos los valores presentes dado su respectivo periodo. La Tabla 3 y la ecuación (6) presentan como esta lógica puede ser efectuada para implementar una programación. CF_k es el valor neto en el periodo k contemplando todos los factores que tienen un valor en ese periodo y F_{nk} es el valor del factor n en el periodo k que es diferente de cero.

Tabla 3: Logística de Programación para Generar el Flujo de Fondos Deseado

Periodos (Mensuales)	Flujo de Fondos	Factor 1 (Mensual)	Factor 2 (Trimestral)	... (No recurrente)	Factor n (No recurrente)
0	$CF_0 = F_{n0}$	0	0	...	F_{n0}
1	$CF_1 = F_{11}$	F_{11}	0	...	0
2	$CF_2 = F_{12}$	F_{12}	0	...	0
3	$CF_3 = F_{13} + F_{23}$	F_{13}	F_{23}	...	0
4	$CF_4 = F_{14} + F_{n4}$	F_{14}	F_{n4}
5	$CF_5 = F_{15}$	F_{15}
6	$CF_6 = F_{16} + F_{36}$	F_{16}	F_{36}
...
k	$CF_k = F_{1k} + F_{nk}$	F_{1k}	F_{nk}

$$NPV = CF_0 + CF_1 (1 + MARR)^{-1} + \dots + CF_3 (1 + MARR)^{-3} + \dots + CF_k (1 + MARR)^{-k} \quad (6)$$

El próximo paso para efectuar el análisis de sensibilidad es cambiar los factores que se desean analizar entre un porcentaje de desviación del valor inicial establecido, calcular nuevamente el NPV y repetir este proceso con todos los factores cambiando cada uno de estos, en el rango de desviación acordado. Los porcentos de desviación comúnmente se encuentran entre -100% a 100% del valor inicial del factor a evaluarse (Canada, Sullivan, & White, 2005). La ecuación (7) muestra cómo se puede encontrar el nuevo valor referente a un porcentaje de cambio del valor original.

$$\text{Nuevo Valor} = \text{Valor Original} * (1 + \% \text{ de Desviación}) \quad (7)$$

Luego de evaluar los diferentes cambios de los factores con sus respectivos valores en la medida de desempeño seleccionada, se recomienda dibujar dichos resultados en una gráfica de medida de desempeño vs. porcentaje de desviación. Este tipo de gráfica ayuda a interpretar visualmente que factores afectan más la medida de desempeño que otros. La Figura 3 muestra un ejemplo de cómo se podría ver este tipo de gráfica. La magnitud de la pendiente de la línea de un factor, denota cuanto puede afectar a la medida de desempeño el cambio de ese factor. Mientras más grande sea esta magnitud más afecta el factor. El signo de la pendiente denota si el cambio es positivo o negativo para la medida de desempeño. Por ejemplo, si en el flujo de fondos construido los valores positivos representan ingresos, una pendiente positiva indicaría que mientras más se aumente ese valor la medida de desempeño será mayor, resultando en mejores ganancias.

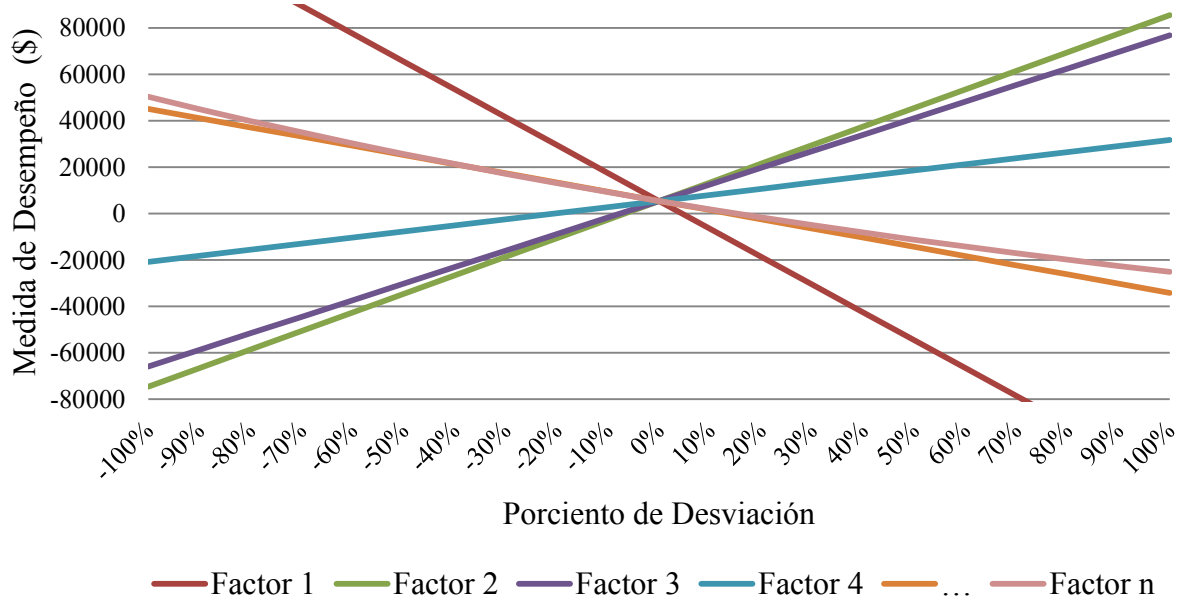


Figura 3: Gráfica de un Análisis de Sensitividad

Luego de interpretar la gráfica, se puede crear una lista de los factores desde el más influyente en la medida de desempeño hasta el que menos la afecta. La lista que resulta del análisis de sensibilidad brinda una estrategia para saber qué factores son prioritarios a ajustar para mejorar la medida de desempeño. Se debe estratégicamente negociar, buscar o cabildear el mejor valor disponible de este producto, servicio o parámetro a considerar. El ir factor por factor y evaluar cuál podría ser su mejor valor encontrado en el mercado para mejorar el modelo, asegura el mejor negocio disponible en ese marco de estudio. La Figura 4 muestra un diagrama conceptual que resume todo el método sistemático propuesto.

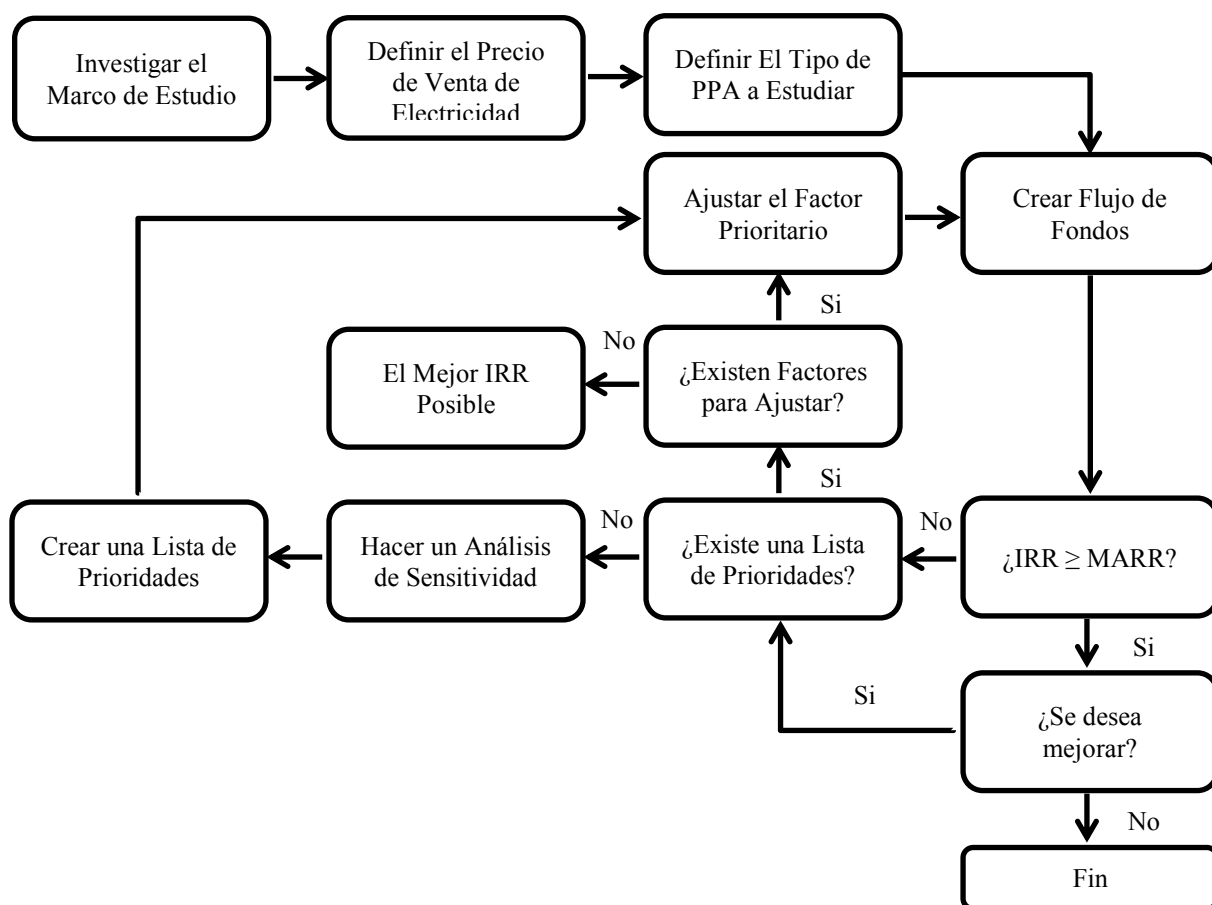


Figura 4: Diagrama Conceptual de la Metodología Sistemática

A pesar de que el MARR intenta representar el criterio final de decisión del inversionista, se añade la pregunta sobre el deseo de mejorar el modelo con la intención de encontrar el mejor negocio posible dado el marco de estudio y los factores considerados del mismo. Si durante este proceso el tiempo aparece como una restricción, entonces se implementaría el último modelo propuesto hasta ese momento. Un PPA no sería considerado para su implementación si el IRR nunca es mayor que el MARR. Este último IRR mostraría la mejor ganancia o pérdida posible. En la próxima sección se presentan unos casos de estudio para demostrar cómo esta metodología sistemática puede ser implementada. La idea es aplicar los conceptos elaborados en un escenario realístico en donde se puedan utilizar valores numéricos y analizar resultados concretos.

4. Casos de Estudio

El recurso del sol puede ser muy abundante en países y regiones que se encuentren en la zona tropical, como lo es Puerto Rico. Increíblemente menos del 1% de la electricidad generada en esta isla proviene de la energía solar (Cruz, 2012). Con el fin de incrementar este porcentaje de generación, se pretende estudiar la viabilidad económica del uso de PPA para la implementación de sistemas fotovoltaicos en la isla.

Los casos de estudios que se presentan a continuación intentan probar la viabilidad económica de PPA en Puerto Rico y proveer ejemplos del método sistemático propuesto para evaluar un PPA. El primer caso es uno hipotético sobre un restaurante en el área de Bayamón. La idea con este caso hipotético es proveer un ejemplo completo del método sistemático al simular hipotéticamente los reajustes de los factores luego de crear una lista de factores prioritarios.

Luego se presentarán otros tres escenarios en donde a pesar de no contar con un inversionista para los proyectos, se recopiló toda la información necesaria para evaluar un PPA en ese lugar. El primero de estos lugares es una escuela privada en el área de San Germán (ESG) con una matrícula muy limitada de estudiantes. La idea con este caso es presentar la viabilidad económica para un negocio muy pequeño. Los otros dos casos se relacionan a una escuela privada en el área de Mayagüez que cuenta con un nivel elemental (EEM) y otro secundario (ESM). Esta escuela tiene estructuras separadas con sus respectivos contadores para cada nivel. Debido a esto, se decidió dividir el estudio como dos casos relativamente separados. El propósito con estos dos casos es presentar la viabilidad económica para una escuela con un consumo eléctrico mucho mayor que el de la escuela de San Germán. Para estos últimos tres casos se siguió el método sistemático de la sección 3, hasta crear una lista de prioridades, pero no se

hicieron negociaciones o reajustes hipotéticos entre los valores. Para calcular el NPV, IRR y hacer el análisis de sensibilidad se utilizó un programa hecho en VBA Excel que permite establecer los factores a evaluarse, crear flujos de fondos, realizar cálculos al flujo de fondo y efectuar un análisis de sensibilidad de los factores deseados. La programación hecha en VBA Excel se muestra en el Apéndice 2. Cabe mencionar que este programa fue programado con la idea exclusiva de facilitar los cálculos realizados en los casos de estudios evaluados.

4.1 Caso Hipotético de Restaurante en Bayamón

En el 2012 se utilizó el método sistemático propuesto en esta investigación para evaluar un PPA entre la AEE, un inversionista del PPA y el dueño de un restaurante hipotético en la ciudad de Bayamón (RHB). En este estudio se definió que el negocio tiene una carga promedio de 4000kWh al mes y un espacio disponible en el techo de 3200sq.ft. También se definió que el costo promedio que recibe el cliente de la AEE fue aproximadamente de 0.28 \$/kWh para ese entonces.

4.1.1 Estudio del Marco Actual para el Caso RHB

Luego de una profunda búsqueda sobre el marco de estudio aplicado al caso particular de Puerto Rico, se creó una lista de los factores que se deseaban considerar para el análisis económico. Esta lista es presentada en la Tabla 4 y muestra en resumen los factores con sus respectivos rangos de valores disponibles para el 2012, el valor esperado según el PPA que se deseó implementar y una frecuencia establecida para los mismos.

Tabla 4: Factores Considerados para el Caso RHB

Factores	Rango Habitual	Valor Esperado PPAC	Valor Esperado PPAE	Frecuencia
Costos Iniciales	No se encontró	\$200,000	\$225,000	Al inicio
Incentivos del Gobierno	0-70% del costo inicial	40% del costo Inicial	40% del costo inicial	Al inicio
Valores de RECs	\$40 - \$350	\$80	\$80	Semestral
Costos de O&M	0.10-0.25 \$/kWh	0.10 \$/kWh	0.10\$/kWh	Mensual
Periodo del Contrato	5-25 años	25 años	25 años	N/A
Precio de Venta de Electricidad AEE	0.10-0.30 \$/kWh	0.28 \$/kWh	0.13 \$/kWh Δ 2% anual	Mensual

El costo inicial intenta contemplar toda la inversión que se tiene que hacer al inicio del negocio. Este valor incluye los costos de diseño, materiales e instalación del sistema fotovoltaico. Se hizo un estimado de este valor utilizando el recurso “*Solar Power Calculator*” disponible por la compañía asociada a la Asociación Americana de Energía Solar “*Find Solar*” (Cooler Planet, 2012). Esta herramienta toma en consideración la irradiación solar de 5.53 kWh/m²/dia de la ciudad de Bayamón para estimar una capacidad del sistema fotovoltaico de 30kW para cubrir el 100% de su consumo de 4000kWh mensual. Este recurso también brinda un estimado sobre el espacio que el sistema necesitaría tener. El estimado del espacio necesario es de 3000sq.ft. el cual se puede comparar con el espacio disponible en el techo del negocio de 3200sq.ft. Los incentivos del gobierno federal disponible para el año 2012 cubren un 40% del costo inicial del sistema (Administración de Asuntos Energéticos de Puerto Rico, 2013). En años anteriores

existía un crédito contributivo que aumentaba los incentivos a un 70% pero este tipo de incentivo expiró y no existe información de que vaya a estar disponible en los próximos años.

Para este caso hipotético se decidió evaluar la posibilidad de vender los RECs a otras partes de Estados Unidos. Para el caso de decidir el precio de venta de RECs, dicho valor depende de muchos factores como lo son el estado en donde se generó y de las ofertas disponibles por los corredores que mercadean estos activos. También el tiempo desde que el dueño genera un megavatio hora hasta obtener el certificado, va a depender de otros factores como el compromiso y responsabilidad del dueño en hacer este tipo de diligencia. Para este caso de estudio, se consideró un periodo de seis meses para vender los RECs generados de los pasados cinco meses de generación eléctrica facturados. La razón es que se intenta simular un periodo realista para vender este tipo de activos, reconociendo el poder de negociación por acumular algunos RECs para buscar precios competitivos en el mercado.

El precio de los RECs que se consideró fue levemente mayor al valor más bajo encontrado en el mercado estadounidense contemplando que la oportunidad y rapidez de vender estos certificados está muchas veces atada a la magnitud del precio, pero al mismo tiempo, reconociendo que los RECs de energía solar tienden a tener un valor mayor. Para este estimado se utilizaron datos históricos del mercado de RECs en diferentes estados de Norteamérica (SRECTrade, 2012). Aquí se puede apreciar un incremento de 2% anual en los precios de los RECs el cual consideramos en el flujo de fondos propuesto. Los costos de O&M fueron estimados utilizando información sobre un estudio que por medio de una encuesta a dueños y conocedores de plantas de sistemas fotovoltaicos, discute y muestra los retos que existen en mantener y operar este tipo de instalaciones (Enbar & Key, 2010). En este documento se brindan estimados de posibles costos de O&M dependiendo de la capacidad del sistema fotovoltaico.

Por otro lado, se encontró que la duración de este tipo de contrato depende de las capacidades y expectativas de las partes, fluctuando entre 5 a 25 años. Para este caso se definió un contrato de 25 años emulando los PPA de la ciudad de Sacramento (Christensen, 2012). Este tipo de PPA permite al dueño de la infraestructura comprar el sistema fotovoltaico en diferente periodo del contrato. Se estableció que en los periodos de seis, diez, quince y veinte años el inversionista dueño del sistema fotovoltaico, le ofrece a su cliente venderle el sistema por una cantidad que asegura las expectativas financieras de este.

Para el caso de escoger el tipo de PPA si se selecciona un PPAE, la AEE estipula un precio de venta de 0.10 \$/kWh (Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, 2008). A pesar de esto se encontró que existen proyectos de energía renovable que la AEE les ha ofrecido hasta 0.13 \$/kWh (Alvarado, 2013). Debido a esto, se asumió que se pudo llegar a este acuerdo y se podría vender la electricidad a la AEE en 0.13\$/kWh. Para el caso de seleccionar un PPAC, el precio de venta propuesto con la teoría de “*Target Price*” es de 0.20 \$/kWh ofreciendo entre un 25% a 30% de reducción en el precio ofrecido por la AEE para el 2012. También se le orientará al cliente que este precio ofrecido es constante para todo el periodo del contrato y que los precios de electricidad provistos por la AEE proyectan incrementos anuales que aumentaría el posible ahorro acordado año tras año.

El tipo de PPA que se seleccionó fue un PPAC para sustentar el 100% de la carga estimada del cliente dueño del negocio. La razón de esta selección se debe a que se consideró que los costos del servicio de medición neta en la isla son gratuitos, que sus penalidades no son significativas, que el espacio disponible de 3200sq.ft es cercano al necesario para instalar el sistema y que la diferencia entre el precio de venta de electricidad entre el PPAC y PPAE es muy pronunciada a favor del tipo de PPA seleccionado. Utilizando la ecuaciones (1), (2), (3) y la

Tabla 2 se calculó un H_{PPA} que favorece, como mejor alternativa el estudio de un PPAC. H_E y H_C son bien parecidas a la forma en que se sugirió que se establecieran en las ecuaciones (4) y (5). La única diferencia fue la forma en que se calcularon los ingresos de los RECs. En este caso, el precio de RECs no era un valor de \$/kWh así que se cambió por la constante $RECs'$ que calcula el ingreso promedio mensual equivalente de la venta de RECs. Esta es la razón de porque se presentaron las ecuaciones (2) y (3), para que el investigador haga su propia suma de factores relevantes de ser necesario. Para el caso de PPAE, se consideró una capacidad de generar 500kWh adicionales al mes con un costo de \$25,000 adicionales en la inversión inicial y un costo de renta de techo del 23% de la energía eléctrica vendida.

$$H_E = \frac{IN_E}{A_E} * (Gov_E - 1) + G_E * (P_E - M_E) + RECs'_E - R_E \quad (2)$$

$$H_E = \frac{225k}{25 * 12} * (0.4 - 1) + 4.5k * (0.13 - 0.1) + \frac{4.5k}{1k} * 80 + 4.5k * 0.13 * 0.23$$

$$H_E = -89.55$$

$$H_C = \frac{IN_C}{A_C} * (Gov_C - 1) + G_C * (P_C - M_C) + RECs'_C - N_C \quad (3)$$

$$H_C = \frac{200k}{25 * 12} * (0.4 - 1) + 4k * (0.2 - 0.1) + \frac{4k}{1k} * 80 + 0$$

$$H_C = 320$$

$$H_{PPA} = \text{Max} \{H_E, H_C\} = \text{Max} \{-89.55, 320\} = 320 \quad (1)$$

Se estableció un MARR de 4% reconociendo que con los valores encontrados la ganancia de este tipo de contrato pudiera ser limitada y simulando los valores que se utilizan para proyectos públicos y sin fines de lucro (Newnan, Eschenbach, & Lavelle, 2012). Como se mencionó anteriormente conociendo la magnitud repetitiva de los cálculos para crear el análisis de

sensitividad, se utilizó la programación en VBA Excel para crear una herramienta computacional que facilite esta labor (Chapra, 2009). Este programa crea un flujo de fondos dado una información inicial, calcular el NPV, IRR y otros cálculos requeridos. El IRR del flujo de fondos inicial fue de 5.29% y su NPV para un MARR de 4% fue de \$6,054. A pesar de encontrar un IRR mayor que el MARR se desean mejorar las ganancias de este negocio. La razón de desear mejorar las ganancias asume que el inversionista tiene tiempo disponible para seguir buscando mejores valores en su flujo de fondos y se desea mostrar un ejemplo hipotético de cómo utilizar los resultados del análisis de sensibilidad.

4.1.2 Análisis de Sensitividad para el Caso RHB

Para mejorar las ganancias del modelo económico según el método propuesto, se necesita crear una lista de prioridades que indique los factores que deben analizarse primero. El análisis de sensibilidad propuesto utiliza un porcentaje de desviación de $\pm 100\%$ en incrementos de 20%. Se definió incremento de 20% para ayudar a distinguir linealidad entre factores pero al mismo tiempo, no incurrir en uno número excesivo de cálculos. Los factores que se tomaron en consideración fueron: costos iniciales (\$), incentivos del gobierno federal (% de los costos iniciales), precio de venta de RECs (\$), costos de O&M (\$/kWh), periodo de contrato (años), precio de venta de la electricidad (\$/kWh) y el MARR del inversionista. Se seleccionó el NPV como medida de desempeño. La Figura 5 muestra una gráfica de la variación del NPV dependiendo de los cambios hechos a cada factor. En lugar de usar el MARR, se tomó el valor del IRR como el interés para calcular el NPV dado a que este es el interés real que se tendría con el flujo de fondo inicial. De este punto se desea ver cuán sensible es el modelo a cambio entre estos factores.

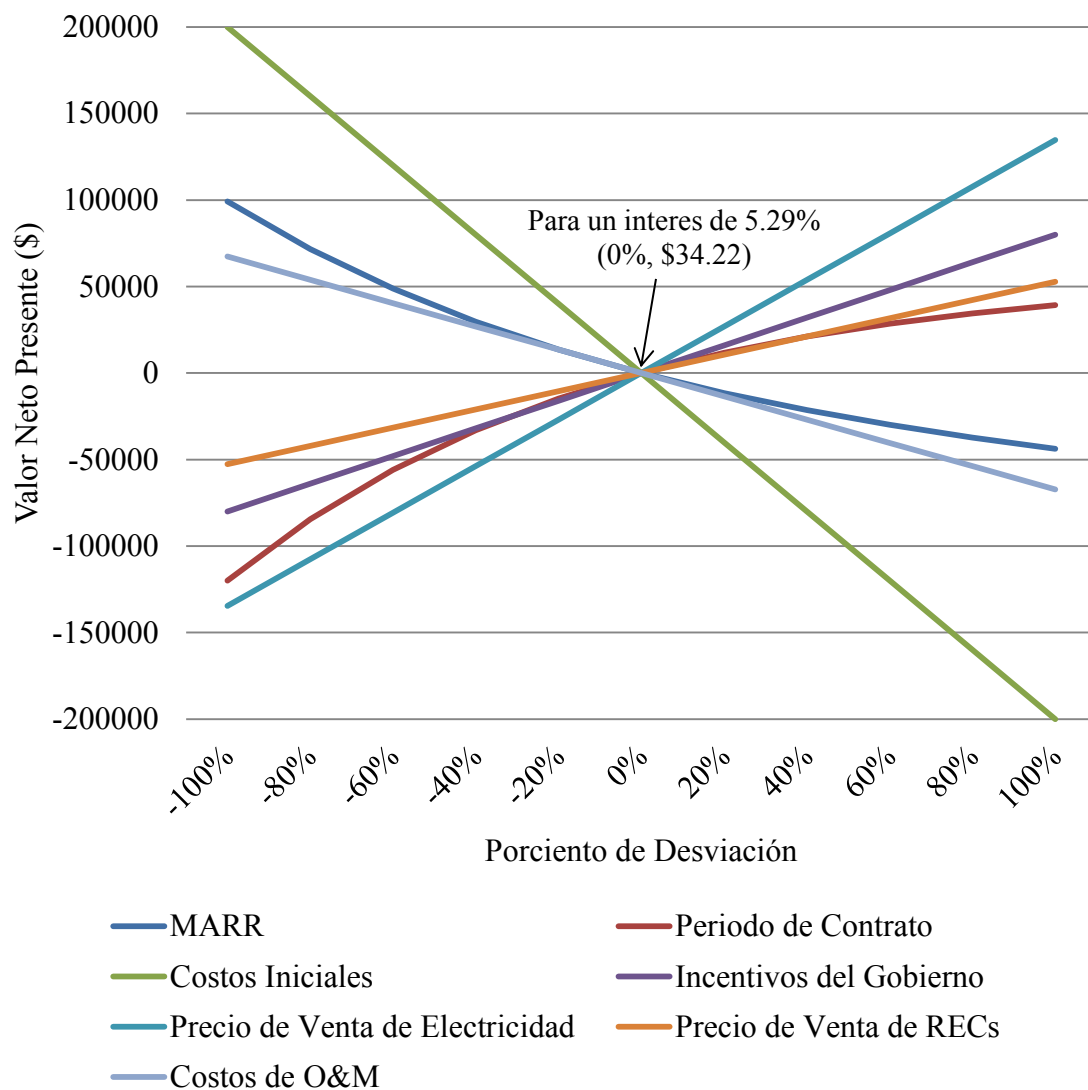


Figura 5: Resultados del Análisis de Sensitividad para el Caso RHB

Los resultados del análisis de sensitividad apuntan a que la inversión inicial de este tipo de contratos es el factor que más puede afectar el modelo. También el precio de la electricidad, los incentivos del gobierno federal, y el periodo de contrato resultaron ser significativos para el futuro PPA. La Tabla 5 muestra una lista de los factores considerados, en orden descendente de significancia según su sensitividad. El precio de venta de la electricidad y el MARR se consideraron en el análisis para conocer la influencia que pueden tener. De esta forma podemos

ver, por ejemplo, cuánto estaría afectando un inversionista con expectativas muy lucrativas, la implementación de este tipo de negocio. A pesar de considerarlo en el análisis, estos valores no estarán en la lista final de prioridades. Se presume que luego de fijar un precio de venta de electricidad estratégicamente para atraer al cliente, el mismo no se puede cambiar. De esta forma seguimos el estilo del concepto de “*Target Price*” en donde se ajustan los otros factores para cumplir con el precio estipulado. Por otro lado, se considera que el MARR estipulado es la ganancia mínima en términos porcentuales que establece el inversionista para apoyar este proyecto y por consiguiente el mismo no puede ser modificado a un valor menor para mejorar el modelo.

Tabla 5: Lista de Sensitividad para el Caso de RHB

Orden de Sensitividad	Factor	Pendiente	Magnitud de la Pendiente
1	Costos Iniciales	-200,000	200,000
2	Precio de Venta de Electricidad	134,613	134,613
3	Incentivos del Gobierno	80,000	80,000
4	Periodo de Contrato	75,450	75,450
5	Costos de O&M	-39,641	39,641
6	MARR	-68,815	68,815
7	Precio de Venta de RECs	52,730	52,730

4.1.3 Ajustes Finales para el Caso RHB

Ahora que se tiene una lista de prioridades, similar a la lista de sensitividad sin el precio de venta de electricidad ni el MARR, se puede hacer una demostración de cómo ajustar los factores. Conociendo que esto es un caso hipotético, se simuló una representación de las posibles

vertientes de este tipo de ajuste. La Tabla 6 muestra los factores que experimentaron cambios y sus razones. Reconociendo la dificultad para cambiar las iniciativas públicas, los incentivos de gobierno federal no tuvieron ningún cambio. Por razones parecidas, el periodo de análisis se mantuvo con el valor inicial del estudio implementando el mecanismo de periodos de compra del sistema de los PPA similar al de la ciudad de Sacramento (Christensen, 2012). En el caso de los costos iniciales se simuló una contra oferta de otra firma de ingenieros que mejoró el costo de instalación del sistema. En el caso de los costos de O&M se reevaluó la forma en que se estimaron. Luego de profundizar más en este factor, se encontró que se estaban estimando los costos O&M utilizando información de plantas fotovoltaicas de generación eléctrica mucho más grandes. Reconociendo que nuestro sistema es mucho más pequeño, se reajustó este costo a uno más bajo. Por último, en el caso de los RECs se simuló un contrato con un corredor especializado que compra los RECs a un precio de \$100 con un incremento de 2% anual asegurado por un periodo mínimo de 25 años.

Tabla 6: Proceso de Ajuste para el Caso RHB

Factores	Valor Inicial	Valor Final	Razón	Nuevo IRR
Costos Iniciales	\$ 200,000.00	\$180,000.00	Negociando un mejor costo de instalación	6.39%
Costos de O&M	0.10 \$/kwh	0.08 \$/kWh	Reajustando el estimado	7.59%
Precio de Venta de RECs	\$80	\$100	Contrato con corredor especializado	8.69%

4.1.4 Resumen de Resultados para el Caso RHB

Como se mencionó, este caso evaluó un PPA hipotético implementado para el 2012. Este PPA analizó las diferentes vertientes económicas para implementar el contrato entre la AEE, un inversionista del PPA y el dueño de un restaurante en la ciudad de Bayamón. En este estudio se definió que el negocio tiene una carga promedio de 4000kWh al mes y un espacio disponible en el techo de 3200sq.ft. También se definió que el costo promedio que recibe el cliente por la AEE fue aproximadamente de 0.28 \$/kWh. Luego de realizar el método propuesto para evaluar la viabilidad económica particular de este PPA se decidió implementar un PPAC. Se decidió instalar un sistema fotovoltaico con una capacidad de 30kW que puede sustentar el 100% del consumo eléctrico del restaurante.

El flujo de fondos final contempló costos iniciales de \$180,000, incentivos del gobierno federal del 40% de los costos iniciales, precio de venta de RECs de \$100 por RECs generado con un incremento anual de 2%, costos de O&M de 0.08 \$/kWh, precio de venta de electricidad de 0.20\$/kWh y periodo de contrato de 25 años con posibilidad de compra del sistema en los años seis, diez, quince y veinte. El IRR final para el inversionista del PPA tiene un valor de 8.69%. Este tipo de PPA puede ser implementado para un inversionista con expectativas lucrativas moderadas como lo son entidades del gobierno, organizaciones sin fines de lucro e iniciativas comunitarias. En orden de importancia, los factores que más pueden afectar el flujo de fondos propuesto resultaron ser la inversión inicial, precio de venta de electricidad y los incentivos del gobierno. La inversión inicial resultó ser mucho más influyente que los demás factores considerados en el análisis.

4.2 Caso de Escuela Elemental en San Germán

Este estudio se comenzó a trabajar para finales de Mayo 2013. Este caso pretende evaluar la implementación de un PPA en un pequeño negocio en donde su consumo eléctrico es limitado. El primer paso fue estudiar las facturas de luz de los pasados años con el fin de establecer un precio promedio de electricidad brindado por la AEE y un consumo promedio mensual de la electricidad en el lugar. En el Apéndice 3, la Tabla 23 muestra un resumen de los datos recolectados para este caso. Se pudieron usar facturas de luz de los pasados dos años de consumo. Debido a que las facturas de la AEE cuentan con un resumen anual del consumo de electricidad en cada factura, se pudo estimar el consumo eléctrico para los pasados tres años. Lamentablemente este resumen no presenta el costo de electricidad facturado y por tal razón el historial del precio de electricidad facturado a la escuela siguió siendo de los pasados dos años. Debido a que se quiso utilizar la información más reciente disponible, se dividieron los periodos entre principios del mes de mayo y finales del mes de abril. La Figura 6 presenta el historial del consumo promedio mensual recolectado.

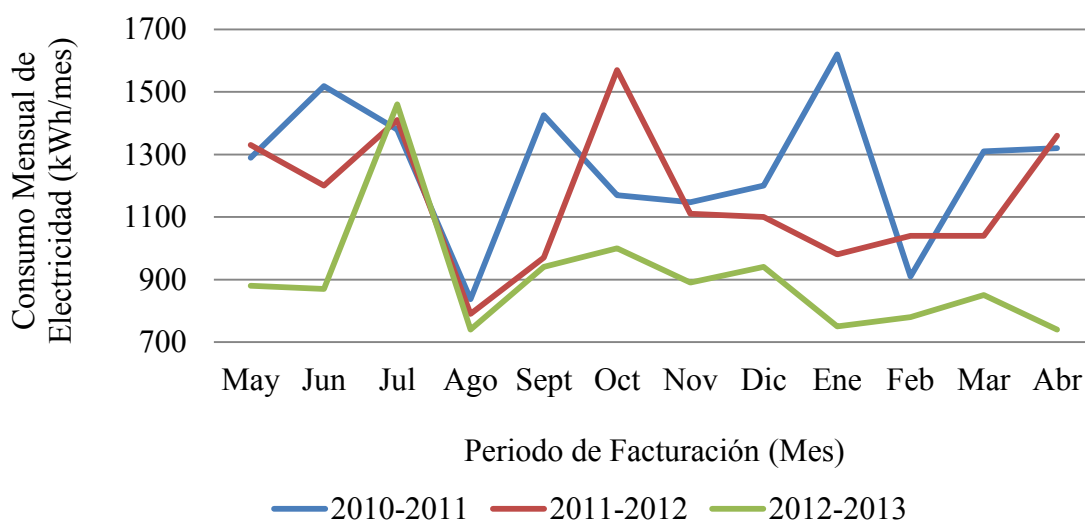


Figura 6: Historial del Consumo de Electricidad Mensual para el Caso ESG

En la Figura 6 se puede apreciar una disminución del consumo eléctrico en el periodo 2012-2013 para los meses de octubre a abril. Se supo que esta escuela no contó con la matrícula esperada para el semestre escolar 2012-2013 y esta fue la razón de la disminución. En general a pesar de que se puede identificar los periodos de clases dado el consumo eléctrico, existe una diferencia significativa en el consumo eléctrico, periodo tras periodo. Esto es un buen indicador de que el consumo eléctrico de esta escuela puede cambiar más de lo que se esperaría. La Tabla 7 muestra un resumen estadístico sobre el consumo mensual en los periodos establecidos de mayo a abril.

Tabla 7: Resumen Estadístico del Consumo de Electricidad Mensual para el Caso ESG

Periodo	Promedio (kWh)	Máximo (kWh)	Mínimo (kWh)	Desviación Estándar (kWh)
2010-2011	1261	1620	837	228
2011-2012	1158	1570	790	222
2012-2013	946	1460	740	219
Total	1107	1620	740	259

Se decidió calcular un intervalo de confianza para determinar un rango habitual del consumo promedio de esta escuela. Se calculó un intervalo de confianza de 1019kWh/mes a 1195kWh/mes para una confianza de 95%. La gráfica de probabilidad normal que prueba la presunción de normalidad se presenta en la Figura 17 del Apéndice 4.

Por otro lado, la forma en que la AEE factura la electricidad depende de muchos componentes en su cálculo como tarifas fijas por el tipo de clientes, costos de compra de energía y ajustes por tipo de combustible. Con el fin de saber un valor promedio de su costo para el caso particular ESG, se dividió el consumo eléctrico facturado por el cargo final que el cliente obtuvo

en su factura. Para este propósito se utilizó el historial de los dos años pasados de facturación. Cabe mencionar, que se analizó factura por factura y no se consideró ningún tipo de cargo por atraso de pago o cualquier otro tipo de cargo adicional a lo que la AEE acostumbra facturar. La idea es establecer el precio promedio de electricidad que ofrece AEE a este cliente sin inflar dicho precio con las penalidades de la forma en que el cliente cumple con sus pagos. La Figura 7 presenta el historial del precio de electricidad facturado a la escuela.

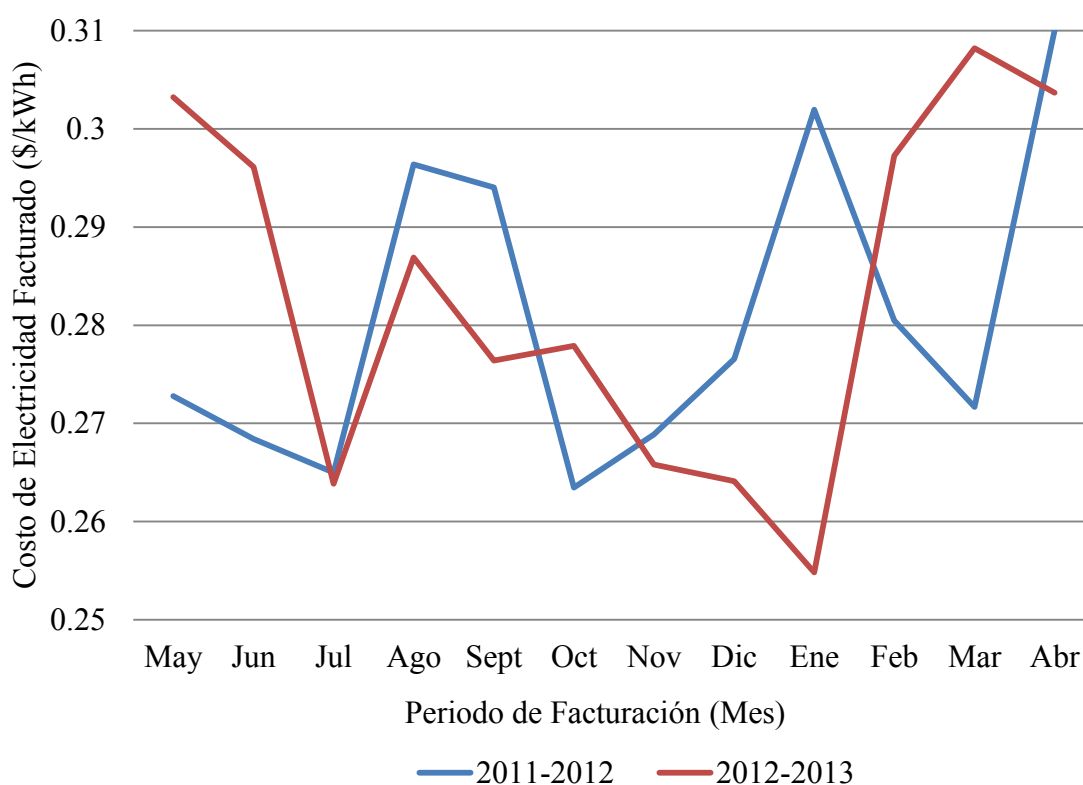


Figura 7: Historial del Precio de Electricidad Facturado para el Caso ESG

Como se mencionó anteriormente, el precio de facturación de la AEE varía por factores como la dependencia en los mercados de combustibles fósiles y de ajustes internos de esta entidad. Con esta gráfica sólo se intenta proveer un resumen de los datos recolectados que se presentan en la Tabla 23 del Apéndice 3. Con estos datos se realizaron cálculos estadísticos que

brindaron más información para definir el precio de electricidad promedio facturado por la AEE a esta escuela. La Tabla 8 muestra estos cálculos estadísticos. Se calculó un intervalo de confianza para el 95% de entre 0.275\$/kWh y 0.289\$/kWh. En el Apéndice 4, la Figura 18 presenta la gráfica de probabilidad normal que sustenta la presunción de normalidad. Luego de analizar el historial de los precios de electricidad facturados por la AEE a esta escuela y los cálculos estadísticos, se concluyó que el valor promedio en la actualidad es aproximadamente 0.28\$/kWh.

Tabla 8: Resumen Estadístico del Precio de Electricidad Facturado para el Caso ESG

Periodos	Promedio (\$/kWh)	Máximo (\$/kWh)	Mínimo (\$/kWh)	Desviación Estándar (\$/kWh)
2011-2012	0.281	0.310	0.263	0.016
2012-2013	0.283	0.308	0.255	0.018
Total	0.282	0.310	0.255	0.017

Luego de tener conocimiento del consumo mensual promedio y del precio de electricidad que la AEE le factura al cliente, se procedió a calcular un estimado del área disponible en el techo de la escuela. Para este caso se pudo recopilar los planos de la estructura y calcular el área del techo para un valor de 1300sq.ft. Luego se estimó que dado a unidades de aires acondicionados y otros elementos, aproximadamente el 35% de esta área está ocupada. Por esto se consideró un área disponible de 850sq.ft en donde el sistema fotovoltaico podría ser instalado.

4.2.1 Estudio del Marco Actual para el Caso ESG

De los resultados obtenidos en el análisis del caso RHB, se contó con mucha información de cómo es el marco actual de Puerto Rico y sólo se hicieron ajustes a esta información. Reconociendo que puede existir la posibilidad de generar más electricidad de la que se pueda

consumir dado a la matrícula limitada de estudiantes, se propone instalar un sistema fotovoltaico con una capacidad de 6kW para sustentar un consumo de 800kWh/mes. De esta forma se asegura que aproximadamente se cubriría entre un 70% a 80% del consumo eléctrico promedio del lugar, dejando así un espacio para una posible fluctuación según la matrícula de la escuela. Se siguió utilizando la herramienta de “findSolar” con la cual se obtuvo un costo inicial de \$36,000 (Cooler Planet, 2012). El área que ocupa el sistema fotovoltaico es aproximadamente de 600sq.ft muy por debajo de los 850sq.ft que se estiman están disponibles.

Los incentivos del gobierno federal aumentaron a un 60% en el año 2013 para sistemas renovables con una capacidad menor de 100kW (Administración de Asuntos Energéticos de Puerto Rico, 2013). Por otro lado luego de asistir y participar en reuniones y foros públicos de la Administración de Asuntos Energéticos de Puerto Rico, se supo que la AEE podría comprar los RECs para un valor entre 0.025\$/kWh a 0.03\$/kWh con un incremento anual de 2%. Dado esto se exploró la posibilidad de contar con la compra de RECs por la AEE. También de esta forma se pudo corroborar que, de implementar un PPAE, la AEE podría comprar la electricidad aproximadamente a 0.13\$/kWh con un incremento anual de 2%. Se encontró información escrita sobre valores similares a los estipulados en una noticia de un periódico puertorriqueño en donde se discuten proyectos de energía renovable aprobados por la AEE (Alvarado, 2013). Para los costos de O&M se consideró un 0.04\$/kWh reconociendo que este sistema es mucho más pequeño que los estimados encontrados en la literatura de plantas fotovoltaicas y del caso RHB (Enbar & Key, 2010).

El periodo de contrato fue similar al del caso RHB porque se entiende que es el mejor mecanismo para asegurar la inversión del dueño del PPA. Este periodo de contrato sería para

25 años en donde se le ofrece al dueño de la escuela comprar el sistema en los años seis, diez, quince y veinte. Por otro lado, se reconoce que el costo de electricidad facturado por la AEE proyecta valores mayores para los años futuros. Al mismo tiempo se reconoce también que al no existir información concreta para esta aseveración dado a que depende de las acciones de la AEE y del gobierno de Puerto Rico, se intentó utilizar el concepto de “*Target Price*” para competir con el valor promedio que se estimó con el historial de facturación de la escuela de 0.28 \$/kWh. La Tabla 9 presenta un resumen de los factores antes mencionados que se consideraron en el modelo.

Tabla 9: Factores Considerados para el Caso ESG

Factores	Rango Habitual	Valor Esperado PPAC	Valor Esperado PPAE	Frecuencia
Costos Iniciales	No se encontró	\$36,000	\$58,500	Al inicio
Incentivos del Gobierno	0-70% del costo inicial	60% del costo inicial	60% del costo inicial	Al inicio
Valores de RECs	0.025 – 0.3 \$/kWh	0.025 \$/kWh Δ 2% anual	0.025 \$/kWh Δ 2% anual	Mensual
Costos de O&M	0.04-0.25 \$/kWh	0.04 \$/kWh	0.04 \$/kWh	Mensual
Periodo del Contrato	5-25 años	25 años	25 años	N/A
Precio de Venta de Electricidad AEE	0.10-0.31 \$/kWh	0.28 \$/kWh	0.13 \$/kWh Δ 2% anual	Mensual

Como se mencionó anteriormente, se asumió un precio de electricidad de 0.13\$/kWh para el caso de vender la electricidad a la AEE en un PPAE. Para el caso de un PPAC se intenta

ofrecer al cliente una reducción de 20% a 25% del costo de electricidad que le proveería la AEE a la escuela en el periodo 2013-2014. Dado este ahorro estimado, se fijó un precio de electricidad de 0.21\$/kWh. Utilizando las ecuaciones (1), (4), (5) y la Tabla 2 se concluyó que el tipo de PPA que se sugiere estudiar es un PPAC. Para el caso de un PPAE, se calculó un sistema que puede generar 1,300 kWh/mes por un costo aproximado de \$58,500 y se ofreció un 23% de las ventas de electricidad al dueño de la estructura como renta por el techo. Dado a que sigue siendo una capacidad de generación pequeña se asumió un costo de O&M similar por kilovatio hora entre el PPAE y el PPAC. También se calculó un promedio para el incremento anual de 2% durante los 25 años de contrato, para el precio del RECs y el precio de electricidad en el caso de un PPAE. Estos valores fueron de 0.031\$/kWh para el precio de los RECs y 0.16\$/kWh para el precio de electricidad en el caso de un PPAE.

$$H_E = \frac{IN_E}{A_E} * (Gov_E - 1) + G_E * (P_E + RECs_E - M_E) - R_E \quad (4)$$

$$H_E = \frac{58.5k}{25 * 12} * (0.6 - 1) + 1.3k * (0.16 + 0.031 - 0.04) - 1.3k * 0.16 * 0.23$$

$$H_E = 70.46$$

$$H_C = \frac{IN_C}{A_C} * (Gov_C - 1) + G_C * (P_C + RECs_C - M_C) - N_C \quad (5)(3)$$

$$H_C = \frac{36k}{25 * 12} * (0.6 - 1) + 800 * (0.21 + 0.031 - 0.04) + 0$$

$$H_C = 112.8$$

$$H_{PPA} = \text{Max} \{H_E, H_C\} = \text{Max} \{70.46, 112.8\} = 112.8 \quad (1)$$

Para demostrar el ahorro que un PPAC le puede brindar a la escuela si acepta el PPA, se tomó el historial de facturas de luz de los pasados dos años y se le calculó que ocurriera si

800kWh de esas facturas se cobraran a un precio de 0.21\$/kWh y el resto al precio que ofreció la AEE según la factura en ese momento. En los periodos que se consumió menos de 800kWh se acreditó el restante para la próxima factura equivalente al servicio de medición neta. Los resultados de este análisis se presentan en la Tabla 10.

Tabla 10: Ahorro Anual Ofrecido por el PPAC para el Caso ESG

Periodo	Antes	Después	Ahorro	Porcentaje de Ahorro
2011-2012	\$3,885.95	\$3,207.13	\$678.82	17.5%
2012-2013	\$3,054.29	\$2,365.83	\$688.46	22.5%
Total	\$6,940.24	\$5,572.96	\$1,367.28	19.7%

El ahorro para el 2012-2013 se acerca mucho al valor que 25% de reducción esperado en el periodo del 2013-2014. También se puede apreciar un incremento de ahorro en el transcurso de los dos años. Esto es lo que se espera ocurra año tras año, un incremento en los ahorros para la escuela. De esta forma se incentiva al cliente a que siga cumpliendo el contrato y a que se mantenga en el PPAC. Luego de construir el flujo de fondos para este caso, se pudo calcular un IRR de 13.4%. Ahora se procederá a hacer un análisis de sensibilidad para conocer cuáles son los factores que más afectan a este flujo económico.

4.2.2 Análisis de Sensitividad para el Caso ESG

En este análisis de sensibilidad se evaluaron nuevamente las expectativas de un inversionista por medio del MARR (%), el periodo del contrato (años), los costos iniciales (\$), los incentivos del gobierno federal (% de la inversión inicial), el precio de venta de la electricidad (\$/kWh), el precio de venta de los RECs (\$/kWh) y los costos de O&M (\$/kWh). La Figura 8 muestra una

gráfica del análisis de sensibilidad hecho a estos factores. Nuevamente la inversión inicial resulta ser el factor más influyente en el flujo de fondos del PPA.

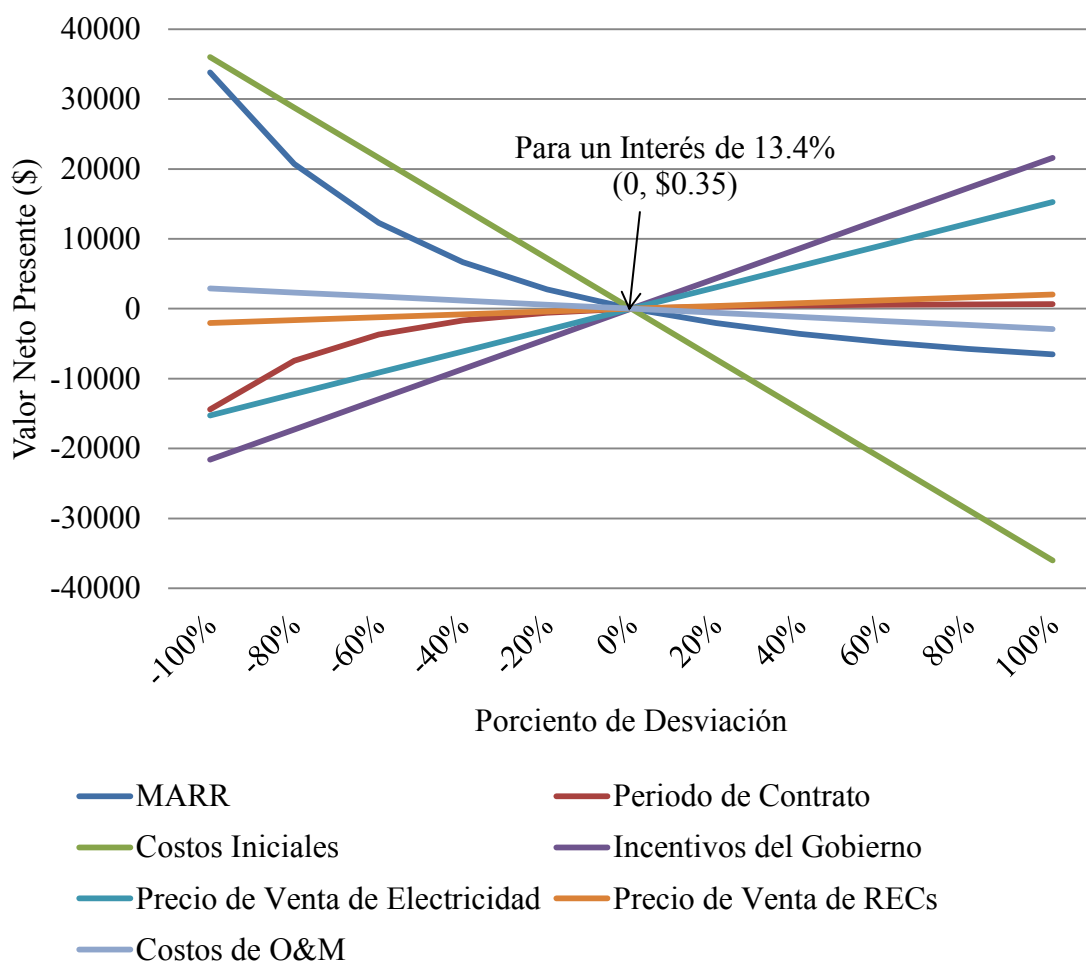


Figura 8: Análisis de Sensibilidad para el Caso ESG

Para este análisis de sensibilidad se puede apreciar mejor que el MARR y el periodo del contrato son factores no lineales. En este caso, no se representaría la realidad al hacer una aproximación lineal y calcular una pendiente de todas las variaciones hechas a estos factores en el análisis de sensibilidad con el fin de saber numéricamente cuanto este factor influye. Por otro lado, en ambos casos se puede apreciar que el comportamiento no lineal es más evidente en los porcentos de desviaciones entre -100% a -40%. Por tal razón para estos dos casos, se decidió hacer una aproximación lineal para un rango relevante entre -40% a 100%. En el caso del MARR

es evidente que para valores bajos el NPV va a aumentar resultando conveniente para promover el PPA dado a que el inversionista exigiría un leve interés para prestar el dinero. Lo que interesa más es establecer numéricamente a que razón afectaría negativamente las expectativas lucrativas de un inversionista para valores del MARR mayores.

Como se mencionó para el caso del periodo de contrato, se puede apreciar que el comportamiento no lineal es más pronunciado cuando se evalúa porcentajes menores de -40% que equivalen a valores menores de 15 años. Esto se debe a que luego que se recobra la inversión inicial, o se llega a un punto cercano de este, el incremento anual es muy similar año tras año mientras no se tenga que invertir en ningún tipo de remodelación o arreglo al sistema fotovoltaico. Con esto en mente, si se toma la posibilidad de solamente aumentar el periodo de análisis para valores mayores de 15 años se puede hacer una aproximación lineal y calcular una pendiente para un rango relevante de 15 a 50 años. La Tabla 11 muestra la lista de sensibilidad propuesta con los ajustes antes mencionados.

Tabla 11: Lista de Sensitividad para el Caso ESG

Orden de Sensitividad	Factor	Pendiente	Magnitud de la Pendiente	Rango Relevante
1	Costos Iniciales	-36,000	36,000	\$0-\$72,000
2	Incentivos del Gobierno	21,600	21,600	0-100 %
3	Precio de Venta de la Electricidad	15,260	15,260	0-0.42 \$/kWh
4	MARR	-9,000	9,000	8-26 %
5	Costos de O&M	-2,906	2,906	0-0.08 \$/kWh
6	Precio de venta de RECs	2,046	2,046	0-0.05 \$/kWh
7	Periodo de Contrato	1,454	1,454	15-50 años

Nuevamente la inversión inicial resulto ser el factor más influyente en el flujo de fondos del PPA. Luego los incentivos del gobierno federal y el precio de venta de electricidad se podrían definir como segundo factores de importancia. Por último el MARR, los costos de O&M, precio de venta de RECs y el periodo de contrato caerían como tercer lugar de importancia. Nuevamente se menciona que el MARR y el precio de venta de electricidad son factores que no se esperan manipular. En el caso del MARR, se entiende que este valor es un criterio del inversionista. Es decir, se incluyó en el análisis de sensibilidad para ver cuanto las expectativas lucrativas de un inversionista pueden afectar la implementación del PPA pero a la hora de implementarlo, el inversionista decide cual es el interés mínimo que aceptaría como ganancia por su inversión. En el caso del precio de venta de electricidad, dicho valor se fijó utilizando el concepto de ‘*Target Price*’. Este precio es el que asegura un beneficio y la atención del dueño de la escuela para que decida implementar el PPA dado al ahorro que le podría producir este contrato a sus costos de electricidad.

4.2.3 Resumen de Resultados para el Caso ESG

Este caso evaluó la viabilidad económica de un PPA implementado para mediados del 2013. En este caso se evaluó la implementación de un PPA en una escuela en San Germán en donde la matrícula de estudiantes es una limitada. Este caso es la representación más cercana de un pequeño negocio. En este estudio utilizando el historial de facturas de luz de la Tabla 23 del Apéndice 3, se calculó que la escuela tiene un consumo de electricidad promedio entre 1019kWh/mes a 1195kWh/mes para una confianza de 95%. También se encontró que el precio de electricidad promedio que recibe la escuela por parte de la AEE tiene un intervalo de confianza para el 95% de 0.275\$/kWh a 0.289\$/kWh. Luego de realizar el método propuesto para evaluar la viabilidad económica particular de este PPA se decidió implementar un PPAC para un

sistema fotovoltaico con una capacidad de 6kW que sustenta entre el 70% a 80% del consumo promedio de la escuela. Con esta capacidad se contempló las posibles fluctuaciones en el consumo promedio de la escuela dado a la magnitud en la matrícula de estudiantes de cada año.

El flujo de fondos definido contempló costos iniciales de \$36,000, incentivos del gobierno federal para el 60% de los costos iniciales, precio de venta de RECs de 0.025\$/kWh con un incremento anual de 2%, costos de O&M de 0.04\$/kWh, precio de venta de electricidad de 0.21\$/kWh y periodo de contrato de 25 años con posibilidad de compra del sistema en los años seis, diez, quince y veinte. El IRR de este flujo de fondos tiene un valor de 13.4%. Se concluyó que de cumplirse estas condiciones, la inversión de este proyecto es una positiva para un inversionista con un MARR menor o igual a 13.4%. Los factores más influyentes en orden de importancia fueron los costos iniciales, los incentivos del gobierno y el precio de venta de electricidad. La inversión inicial resultó nuevamente ser el factor más influyente que el resto de los factores considerados en el análisis de sensibilidad.

4.3 Casos de Escuela Elemental y Secundaria en Mayagüez

Al igual que el caso ESG, este estudio se comenzó a trabajar para finales de Mayo 2013. Estos casos pretenden evaluar la implementación de un PPA en una escuela con un consumo eléctrico mucho más grande que el caso de ESG. La idea es explorar que diferencias existen entre una escuela con una matrícula limitada y otra con una matrícula mayor y estable. Cabe mencionar que para la AEE, ambos casos representarían un consumo eléctrico menor y se catalogarían como sistemas fotovoltaicos pequeños conectados a la red. Nuevamente se comenzó el estudio recolectando la mayor información posible de facturas de luz del lugar. De esta forma se puede calcular el precio promedio que la AEE le brinda a este cliente y su consumo de

electricidad promedio. A pesar de ser una escuela con el mismo nombre y tener infraestructuras adyacentes, se dividió el estudio entre una escuela elemental y una escuela secundaria. La razón es que existe un contador para cada una de estas escuelas, por consiguiente, existen dos facturas de luz. En el Apéndice 3, la Tabla 24 y la Tabla 25 muestran un resumen de los datos recolectados para los casos de la escuela elemental de Mayaguez y la Escuela Secundaria de Mayaguez, respectivamente.

Se pudieron recolectar facturas de luz de los pasados cinco años de facturación con algunos meses omitidos entre los años 2008 y 2009. Nuevamente, al contar con el resumen del consumo de luz anual que aparece en cada factura de la AEE, se pudo estimar un consumo mensual para los pasados seis años sin ningún tipo de omisión entre periodos. Nuevamente este historial de seis años nos ayuda a encontrar un valor promedio del consumo de electricidad pero no brinda información acerca de los costos facturados. Por esta razón, el historial utilizado para calcular el precio de electricidad promedio que brinda la AEE incluye información de los pasados tres años para los cuales se tiene información completa de todos los meses de cada periodo. Al igual que para el caso ESG, se dividieron los periodos entre principios del mes de mayo y finales del mes de abril del próximo año. De esta forma se puede utilizar la información más reciente recolectada. La Figura 9 muestra una gráfica sobre el consumo eléctrico mensual recolectado para el caso EEM.

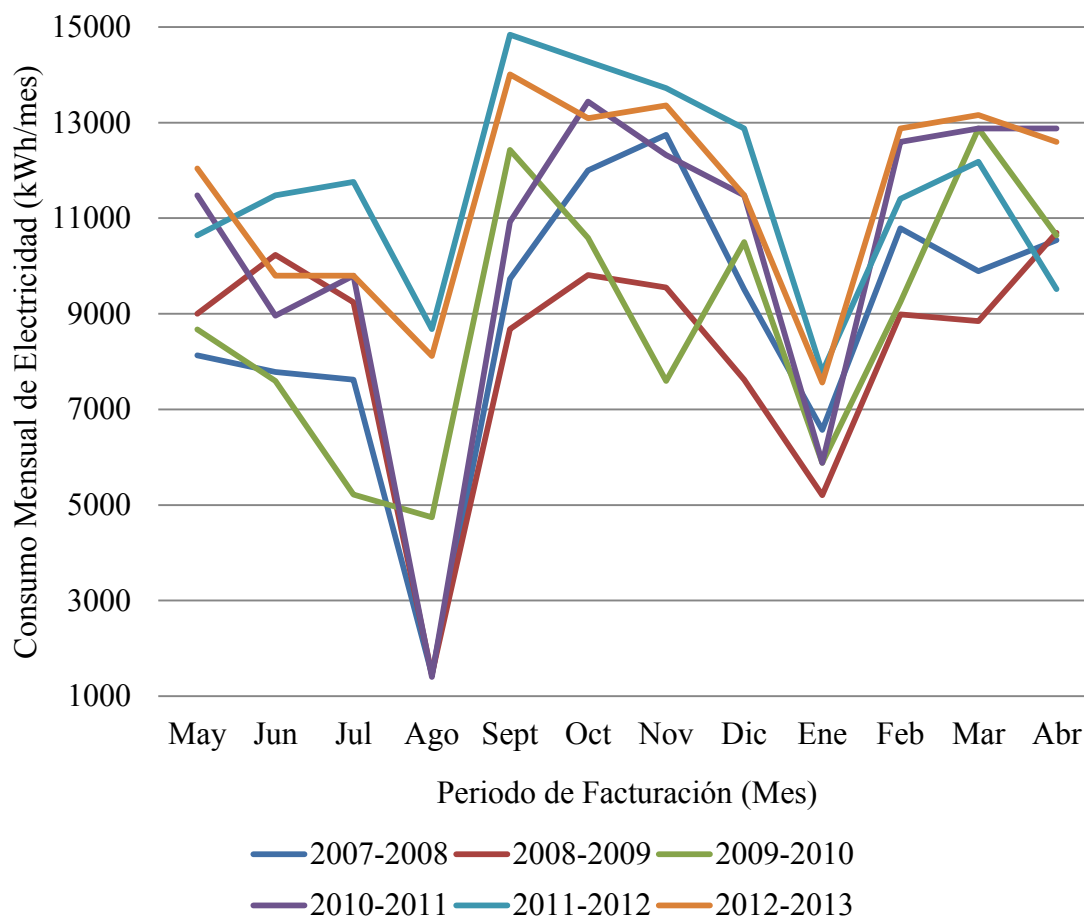


Figura 9: Historial del Consumo de Electricidad Mensual para el Caso EEM

En esta gráfica se puede visualizar un consumo estacional año tras año. Esto demuestra la consistencia en la matrícula de estudiantes para valores que aseguran un consumo de electricidad similar entre los periodos del análisis. Por otro lado, se puede apreciar que para las facturas de agosto en los años 2007, 2008 y 2010 el consumo eléctrico fue muy bajo a lo habitual. Esto se infiere que sucedió debido a que en esos años no hubo actividades en el mes de julio. Al parecer en las facturas de agosto en los años 2009, 2011 y 2012 existieron actividades en la escuela que elevaron el consumo de electricidad, como campamentos de verano u otras labores con resultados equivalentes. El próximo paso fue hacer algunos cálculos estadísticos para analizar

mejor estos datos y entender su comportamiento. La Tabla 12 presenta un resumen de estos cálculos.

Tabla 12: Resumen Estadístico del Consumo de Electricidad Mensual para el Caso EEM

Periodos	Promedio (kWh)	Máximo (kWh)	Mínimo (kWh)	Desviación Estándar (kWh)
2007-2008	8897	12741	1457	2969
2008-2009	8277	10695	1457	2566
2009-2010	8832	12880	4743	2700
2010-2011	10337	13440	1400	3522
2011-2012	11597	14840	7781	2186
2012-2013	11492	14012	7560	2157
Total	9905	14840	1400	2942

Es notable que luego del periodo 2009-2010 el consumo de electricidad promedio de la escuela aumentó. También se puede apreciar que los picos de consumo ocurrieron en los años del 2011 al 2013. Al igual que en el caso de ESG el consumo eléctrico está relacionado con la matrícula de estudiantes, un factor que depende de la demanda de estudiantes. Para probar un comportamiento normal entre estos datos se eliminaron los consumos de agosto del 2007, 2008 y 2010. Estos fueron los consumos que representaron un valor muy bajo a lo habitual. El gráfico de probabilidad normal se presenta en la Figura 19 del Apéndice 4. El intervalo de confianza calculado para este consumo se encuentra entre 9784kWh/mes y 10948kWh/mes.

Al igual que para caso EEM, para ESM se pudo recopilar la misma cantidad de facturas de luz para las mismas fechas. Esto se debe a que a pesar de ser dos estructuras separadas, el trabajo administrativo del pago de utilidades se realiza en conjunto. La Figura 10 muestra el historial de consumo de electricidad mensual para el caso ESM.

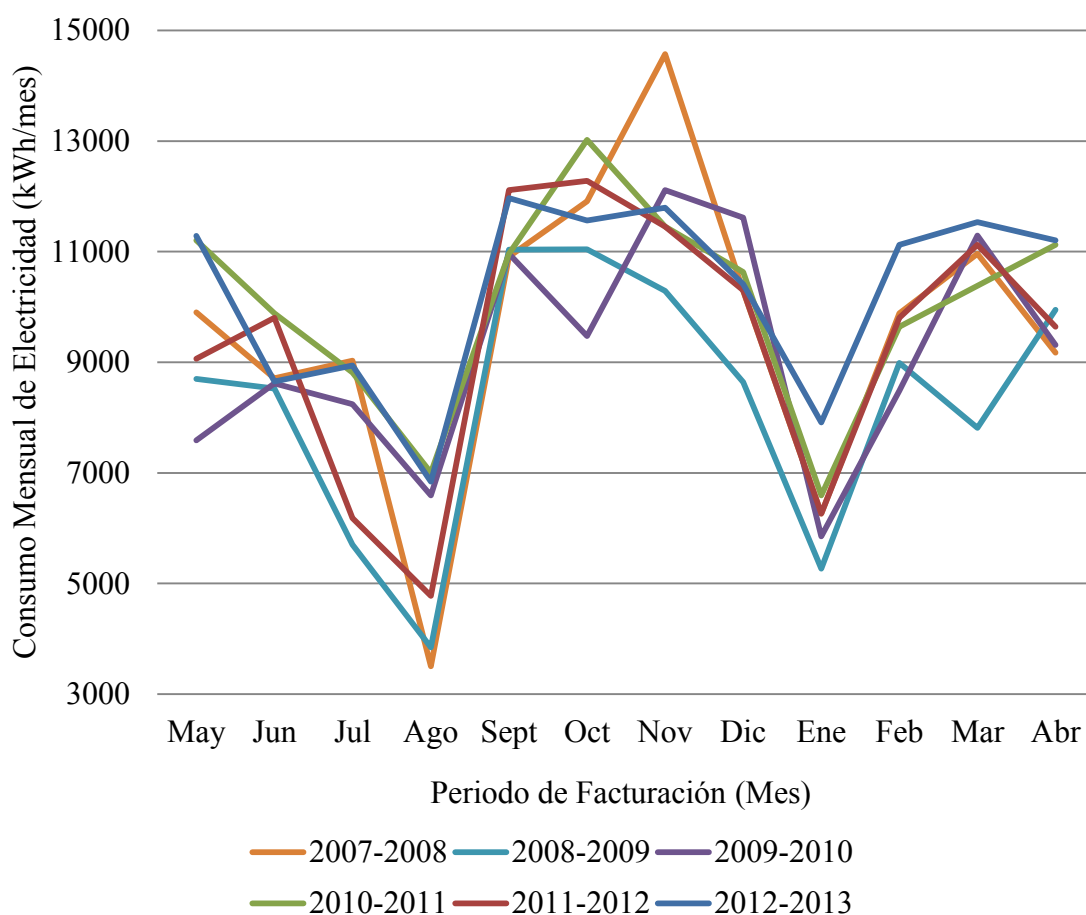


Figura 10: Historial del Consumo de Electricidad Mensual para el Caso ESM

Al igual que para la EEM, la ESM tiene un comportamiento estacional entre los periodos. Nuevamente se puede apreciar una estabilidad en el consumo eléctrico promedio año tras año. Se puede observar que para los años 2007, 2008 y 2011 el consumo de electricidad para la factura de agosto fue más bajo de lo esperado. Se entiende que las labores en el mes de junio fueron mucho más limitadas para estos años. También se puede apreciar un pico abrupto en la factura de

noviembre 2007. Se corroboró este dato nuevamente en la lista de facturas recolectadas y se encontró que fue uno de los datos estimados de la lista de consumo mensual provistos en una de las facturas del 2008. Como se mencionó antes, la AEE provee una lista del consumo mensual de aproximadamente un año atrás. Esta fue la forma en que se pudo estimar el consumo de electricidad para el año 2007. Cabe mencionar, que esta lista que provee la AEE es del consumo promedio diario y se debe de multiplicar por los días de consumo de cada factura. La lista de la AEE no provee los días de consumo y por tal razón este valor tiene que ser estimado dado el comportamiento habitual en la forma en que la AEE factura a este cliente. Aunque se entiende que este valor puede variar por algunos días, este valor inusual no fue un error producido en el proceso de recopilación de información. El consumo diario de este pico es más grande de lo habitual para los otros periodos que se analizaron. Por esta razón, se entiende que este pico formó parte del comportamiento de ese periodo. Luego de analizar esta gráfica se procedió a realizar algunos cálculos estadísticos para entender mejor los datos. La Tabla 13 muestra un resumen de estos cálculos estadísticos.

A diferencia del caso de EEM, las estadísticas del consumo de electricidad promedio no presentan una evidencia significativa de algún aumento estable entre los periodos de análisis. Si se puede apreciar que la variabilidad ha disminuido levemente mientras han pasado los años con la excepción del periodo 2011-2012. Se calculó que el consumo de electricidad mensual promedio para esta escuela se encuentra entre 8942 kWh/mes y 9989 kWh/mes con una confianza de 95%. En el Apéndice 4, la Figura 20 muestra el gráfico de probabilidad normal que demuestra la normalidad de estos datos.

Tabla 13: Resumen Estadístico del Consumo de Electricidad Mensual para el Caso ESM

Periodos	Promedio (kWh)	Máximo (kWh)	Mínimo (kWh)	Desviación Estándar (kWh)
2007-2008	9593	14570	3503	2761
2008-2009	8317	11040	3844	2307
2009-2010	9179	12113	5850	2006
2010-2011	10060	13019	6592	1846
2011-2012	9401	12278	4779	2444
2012-2013	10332	12369	6839	1773
Total	9480	14570	3503	2235

El siguiente paso fue calcular el precio de electricidad promedio para ambos casos. Al igual que para el consumo de electricidad mensual, se decidió estudiar el precio de electricidad por cada factura de la AEE. La Figura 11 muestra el historial del precio de electricidad facturado por la AEE a la EEM. Como se mencionó estos datos son de los pasados tres años de facturación debido a que en estos periodos se pudieron recopilar toda la información sin omitir meses entre periodos.

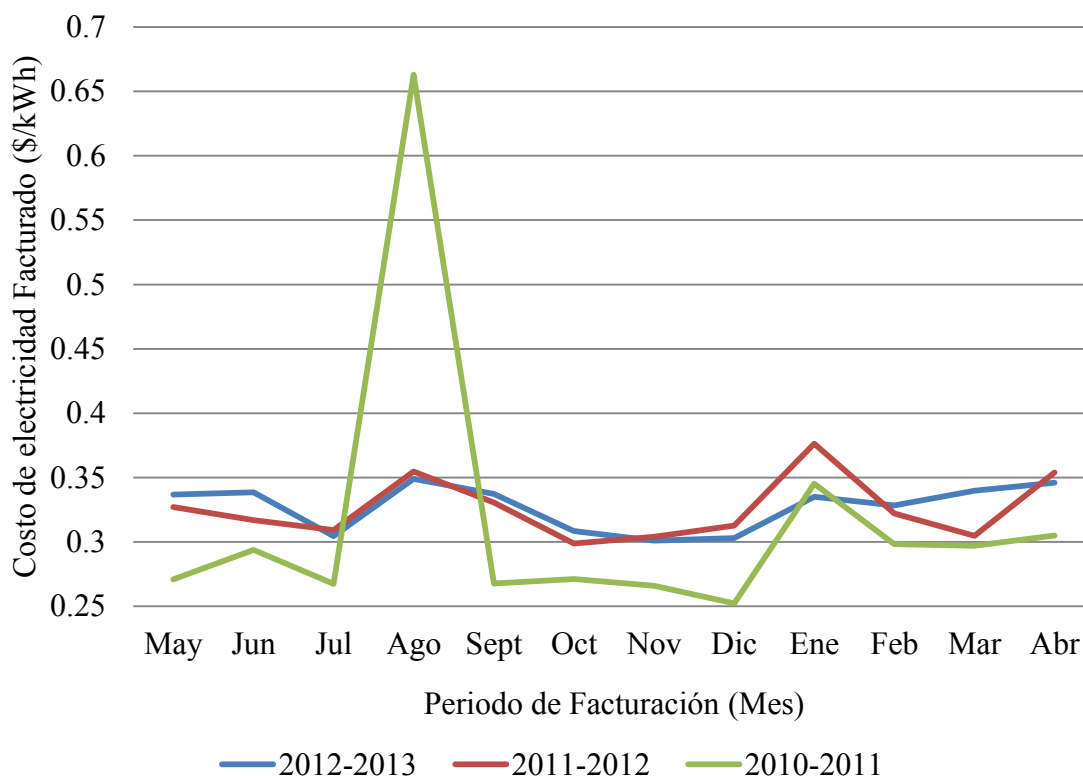


Figura 11: Historial del Precio de Electricidad Facturado para el Caso EEM

En este caso se encontró un relativo comportamiento estacional entre periodos con la excepción del precio de electricidad facturado en agosto del 2010. En agosto del 2010 se calculó que el costo por kilovatio hora fue de 0.66\$/kWh. Esto se debe a que el consumo eléctrico fue uno muy bajo en ese periodo de facturación y la tarifa de tipo de cliente fija es muy alta indiscutiblemente del consumo eléctrico de la escuela. Contrario a ESG que su tarifa fija era de \$3, los casos EEM y ESM tienen una tarifa fija de \$200. Esta alta tarifa en combinación con un consumo muy bajo de electricidad para ese periodo, fue lo que hizo que el costo por kilovatio hora fuera tan alto. Gracias a la lista anual del consumo de electricidad en las facturas recopiladas, se pudo encontrar que en agosto del 2007 y 2008 hubo niveles de consumo similares al de ese agosto del 2010. Lamentablemente no se puede corroborar cuanto fue el precio de electricidad en esos momentos debido a que la lista no presenta sus costos. Se infiere que

también tuvieron altos precios dado a la tarifa por tipo de cliente fija de \$200. Los cálculos estadísticos hechos a estos datos se presentan en la Tabla 14.

Tabla 14: Resumen Estadístico del Precio de Electricidad Facturado para el Caso EEM

Periodos	Promedio (\$/kWh)	Máximo (\$/kWh)	Mínimo (\$/kWh)	Desviación Estándar (\$/kWh)
2010-2011	0.317	0.663	0.252	0.112
2011-2012	0.326	0.376	0.299	0.024
2012-2013	0.327	0.349	0.301	0.018
Total	0.323	0.663	0.252	0.065

Se puede percibir un leve aumento en el promedio entre cada periodo según corre el tiempo siendo así el periodo más reciente el que posee el costo mayor de electricidad. Al calcularse el intervalo de confianza para la media, este resultó estar entre 0.301\$/kWh y 0.345\$/kWh con una confianza de 95%. En el Apéndice 4, la Figura 21 muestra el gráfico de probabilidad normal para la presunción de normalidad de los datos. Luego de analizar toda la información y los resultados, se presumió un precio facturado por la AEE de aproximadamente 0.33\$/kWh reconociendo que se pronostican aumentos en este precio. Para el caso ESM el historial del precio de electricidad facturado por la AEE a esta escuela se presenta en la Figura 12. Al igual que para el caso EEM, esta figura presenta los precios de electricidad facturados para los pasados tres años.

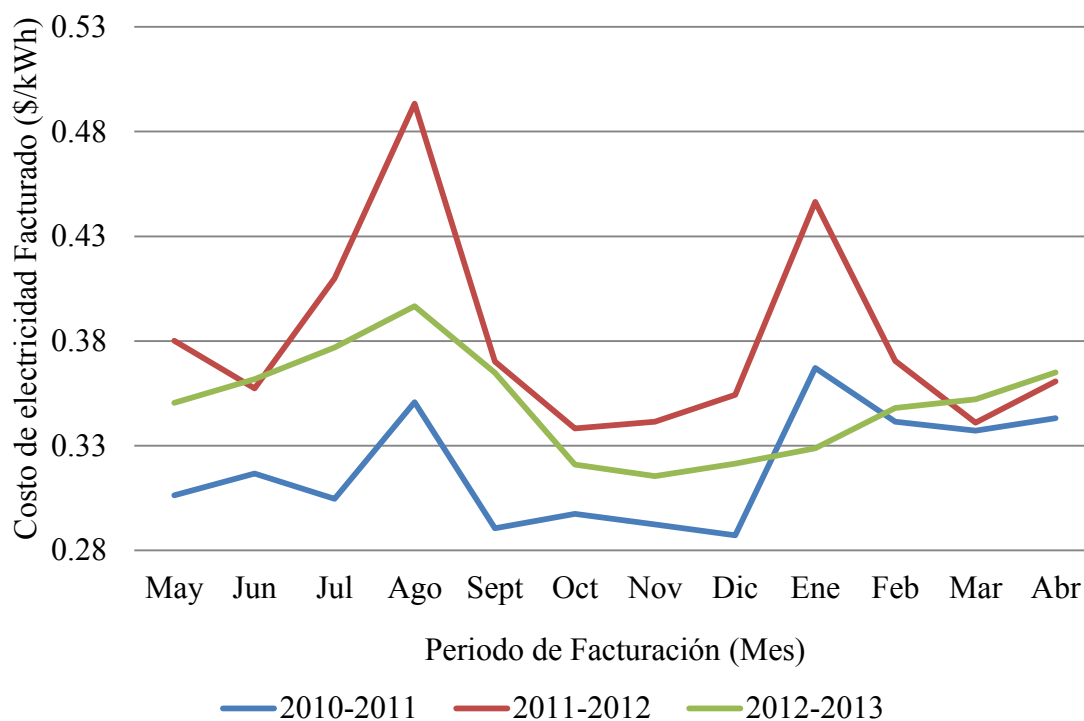


Figura 12: Historial del Precio de Electricidad Facturado para el Caso ESM

Similar al caso EEM, en la ESM se puede apreciar un patrón estacional entre los periodos analizados. En esta ocasión los meses que representaron precios muy altos fueron en agosto 2011 y enero 2012. Nuevamente al verificarse el consumo en esos meses, el mismo fue un consumo muy bajo y junto a la tarifa fija por tipo de cliente de \$200, este precio resulto ser más alto de lo normal. La Tabla 15 muestra un resumen estadístico del precio de electricidad facturado por la AEE a la ESM.

Tabla 15: Resumen Estadístico del Precio de Electricidad Facturado para el Caso ESM

Periodos	Promedio (\$/kWh)	Máximo (\$/kWh)	Mínimo (\$/kWh)	Desviación Estándar (\$/kWh)
2010-2011	0.320	0.367	0.287	0.027
2011-2012	0.380	0.493	0.338	0.047
2012-2013	0.350	0.397	0.315	0.025
Total	0.350	0.493	0.287	0.042

En este resumen estadístico se puede apreciar que en el periodo 2011-2012 el precio de electricidad fue más alto que para los otros dos periodos. Tanto el promedio, el máximo y el mínimo de este periodo resultaron tener los valores más altos en todo el historial de precios recolectado. Se calculó un intervalo de confianza de 0.335\$/kWh y 0.358\$/kWh para una confianza de 95%. En el Apéndice 4 la Figura 22 muestra el gráfico de probabilidad normal que sustenta que estos datos tienen un comportamiento normal. Luego de analizar todo los resultados, se estimó un precio promedio de facturación 0.35\$/kWh.

Resultó interesante que a pesar de que ambas escuelas tienen infraestructuras adyacentes, consumos eléctricos en un rango similar, se administran en común, y son clasificadas por la AEE como de la misma categoría de tipo de cliente, el precio de electricidad promedio de la ESM resultó ser más alto que para la EEM. Se realizó una prueba de hipótesis entre estas dos muestras para saber si con estos datos recolectados existía prueba suficiente para determinar que estas dos poblaciones podrían ser diferentes. Se consideró que no se conocía las varianzas de las poblaciones y no se asumió que estas eran iguales. Para un error tipo uno de 5%, se rechazó la hipótesis nula de que estas dos muestras son iguales con un valor P mucho menor que 5%. Este

resultado indica que si puede existir la posibilidad de que los precios de electricidad facturados por la AEE sean diferentes entre la EEM y la ESM. Se entiende que la tarifa fija de \$200 junto a la pequeña diferencia en consumo podrían ser la razón de esta diferencia.

Luego de tener los consumos de electricidad promedios de estas escuelas y los precios de electricidad facturados por la AEE, se procedió a calcular el área disponible de los techos de cada infraestructura. En este caso no se pudo recopilar planos o información que mostraran las dimensiones exactas de estas dos estructuras. Debido a esto se decidió utilizar el recurso de “Pedometer” provisto en internet por la compañía de Google (Google, 2013). Este recurso permite estimar las dimensiones de estas estructuras utilizando imágenes satelitales. Antes de estimar las dimensiones para los casos EEM y ESM, se decidió estimar las dimensiones de la ESG con este recurso y compararlas con los datos reales de los planos obtenidos. Increíblemente el recurso de Google arrojó valores muy cercanos y precisos a los reales. Luego de esta pequeña prueba, se calculó áreas de 13,260sq.ft para la EEM y 25,827sq.ft para la ESM. A diferencia que para el caso ESG, el área ocupada del techo en estas dos escuelas resultó ser mucho menor. Por esta razón se estimó que solamente el 25% del área calculada estaba ocupada. Por último se concluyó que las áreas disponibles para los casos EEM y ESM eran de 9,950sq.ft y 19,370sq.ft, respectivamente.

4.2.1 Estudio del Marco Actual para los Casos EEM y ESM

Gracias a los casos de estudio presentados en las secciones 4.1 y 4.2, se obtuvo la mayoría de la información necesaria para establecer los factores a considerarse en el flujo de fondos propuesto para este análisis. A esta información recolectada se le realizaron algunos ajustes para que representaran la realidad de los casos EEM y ESM en específico. Se reconoció que el

consumo de electricidad en EEM y ESM es mucho más estable que para el caso ESG. Por tal razón, se propuso instalar un sistema fotovoltaico que cubriera aproximadamente entre un 80% a 90% del consumo energético de cada edificio. La idea es seguir dejando un espacio para posibles fluctuaciones por el comportamiento en la matrícula de estudiantes pero para un rango menor, reconociendo la estabilidad en el consumo de electricidad de los pasados años. Luego de analizar las estadísticas calculadas, se decidió instalar sistemas fotovoltaicos de 63.5kW para la EEM y 60kW para la ESM para sustentar un consumo promedio mensual de 8500kWh/mes y 8000kWh/mes, respectivamente. Nuevamente se utilizó el recurso de “FindSolar” para calcular estos estimados (Cooler Planet, 2012). Se obtuvieron unos costos iniciales estimados de \$382,725 para la EEM y de \$360,212 para la ESM con áreas ocupadas estimadas de 6380sq.ft y 6003sq.ft, respectivamente. Las áreas que ocupan los sistemas fotovoltaicos son mucho más bajas de las áreas disponibles para ambos casos. Por esta razón no existe ningún problema en instalar este tipo de sistemas fotovoltaicos en el área disponible por las estructuras de estas dos escuelas.

Al igual que para el caso ESG, los incentivos del gobierno federal para el año 2013 aumentaron para cubrir el 60% de la inversión inicial de sistemas fotovoltaicos con una capacidad menor de 100kW (Administración de Asuntos Energéticos de Puerto Rico, 2013). Se siguió asumiendo que se contaba con la compra de RECs por parte de la AEE para un valor de 0.025\$/kWh con un incremento de 2% anual. También se presumió que de implementarse un PPAE, la AEE podría comprar la electricidad aproximadamente a 0.13\$/kWh con un incremento anual de 2%. Se menciona nuevamente que se encontró información escrita sobre valores similares a los presumidos, en una noticia de un periódico puertorriqueño en donde se discuten proyectos de energía renovable aprobados por la AEE (Alvarado, 2013).

Para los costos de O&M se consideró 0.08\$/kWh según la información provista en el caso RHB. Este valor busca un balance entre el 0.04\$/kWh utilizado para el caso ESG con un sistema con capacidad 6kW y el 0.10\$/kWh para plantas fotovoltaicas de capacidades mayores de 500kW (Enbar & Key, 2010).

Nuevamente se mantuvo el periodo de contrato con el mecanismo emulado de los PPA establecidos en la ciudad de sacramento (Christensen, 2012). Este mecanismo estipula un contrato de 25 años en donde el cliente comprador de electricidad tiene la oportunidad de decidir comprar el sistema fotovoltaico instalado en su infraestructura para un valor estipulado por el inversionista del PPA en los años seis, diez, quince y veinte de contrato. La Tabla 16 y Tabla 17 muestran un resumen de los factores que se consideraron en el flujo de fondos propuesto.

Tabla 16: Factores Considerados para el Caso EEM

Factores	Rango Habitual	Valor Esperado PPAC	Valor Esperado PPAE	Frecuencia
Costos Iniciales	No se encontró	\$382,725	\$585,345	Al inicio
Incentivos del Gobierno	0-70% del costo inicial	60% del costo inicial	60% del costo inicial	Al inicio
Valores de RECs	0.025 – 0.3 \$/kWh	0.025 \$/kWh Δ 2% anual	0.025 \$/kWh Δ 2% anual	Mensual
Costos de O&M	0.08-0.25 \$/kWh	0.08 \$/kWh	0.08 \$/kWh	Mensual
Periodo del Contrato	5-25 años	25 años	25 años	N/A
Precio de Venta de Electricidad AEE	0.30-0.37 \$/kWh	0.33 \$/kWh	0.13 \$/kWh Δ 2% anual	Mensual

Tabla 17: Factores Considerados para el Caso ESM

Factores	Rango Habitual	Valor Esperado PPAC	Valor Esperado PPAE	Frecuencia
Costos Iniciales	No se encontró	\$360,212	\$1,215,715	Al inicio
Incentivos del Gobierno	0-70% del costo inicial	60% del costo inicial	50% del costo inicial	Al inicio
Valores de RECs	0.025 – 0.3 \$/kWh	0.025 \$/kWh Δ 2% anual	0.025 \$/kWh Δ 2% anual	Mensual
Costos de O&M	0.08-0.25 \$/kWh	0.08 \$/kWh	0.10 \$/kWh	Mensual
Periodo del Contrato	5-25 años	25 años	25 años	N/A
Precio de Venta de Electricidad AEE	0.30-0.37 \$/kWh	0.33 \$/kWh	0.13 \$/kWh Δ 2% anual	Mensual

El próximo paso es definir el tipo de PPA que se debería evaluar. Para el caso de un PPAE, se asumió que la AEE ofrece un precio de compra de electricidad de 0.13\$/kWh. Nuevamente se calculó un promedio para el incremento anual de 2% ofrecido por la AEE en el precio de los RECs y de la electricidad comprada. Este promedio se calculó para el periodo de 25 años de contrato obteniendo un 0.031\$/kWh para el precio de los RECs y 0.16\$/kWh para el precio de electricidad en el caso de un PPAE. En el caso del precio de venta de electricidad para un PPAC, fue confuso establecer dicho precio debido a que cada escuela tiene un precio de electricidad promedio diferente facturado por la AEE, según la información suministrada. Con la intención de ofrecer un precio común para ambos casos a un mismo dueño, se decidió establecer un precio de electricidad de 0.25\$/kWh. De esta forma se asegura que de implementarse un PPAC

aproximadamente el ahorro promedio comenzaría en 20% para la EEM y en 25% para la ESM. Para este precio se tomó en consideración la tarifa fija de \$200 que facturaría la AEE a la escuela a pesar de que el costo de medición neta es gratis. Más adelante se discutirá más a fondo el ajuste dado a este costo de \$200 fijo y como sería el ahorro para el dueño de las escuelas.

Para el caso EEM, se calculó que de implementarse un PPAE, se podría instalar un sistema fotovoltaico de 97.6kW que podría generar 13,000kWh/mes en promedio. El costo de este sistema es aproximadamente de \$585,345 (Cooler Planet, 2012). Se utilizó el mismo estimado para los costos de O&M entre el PPAE y el PPAC debido a que se entiende que aunque tienen capacidades diferentes, estas siguen siendo capacidades menores a las habituales en plantas fotovoltaicas. Al igual que para el caso ESG, se ofreció un 23% de las ventas de electricidad al dueño de la escuela como renta del espacio ocupado de su techo en un PPAE. Utilizando las ecuaciones (1), (4), (5) y la Tabla 2 se concluyó que el tipo de PPA que se sugiere estudiar es un PPAC.

$$H_E = \frac{IN_E}{A_E} * (Gov_E - 1) + G_E * (P_E + RECs_E - M_E) - R_E \quad (4)$$

$$H_E = \frac{585,345}{25 * 12} * (0.6 - 1) + 13k * (0.16 + 0.031 - 0.08) - 13k * 0.16 * 0.23$$

$$H_E = 184.14$$

$$H_C = \frac{IN_C}{A_C} * (Gov_C - 1) + G_C * (P_C + RECs_C - M_C) - N_C \quad (5)$$

$$H_C = \frac{382,725}{25 * 12} * (0.6 - 1) + 8.5k * (0.25 + 0.031 - 0.08) + 0$$

$$H_C = 1,198.2$$

$$H_{PPA} = \text{Max} \{H_E, H_C\} = \text{Max} \{184.14, 1,198.2\} = 1,198.2 \quad (1)$$

Para el caso de ESM, el área disponible es mucho mayor que la necesaria para sustentar el consumo energético de la escuela. Debido a esto se estimó que para un PPAE se puede instalar un sistema fotovoltaico de 200kW con una generación eléctrica promedio de 27,000kWh/mes. El costo de este sistema es de aproximadamente \$1,215,715. Para este sistema de 200kW los incentivos del gobierno bajan para un 50% debido a que es un sistema entre la categoría de 100kW a 1MW (Administración de Asuntos Energéticos de Puerto Rico, 2013). Por esta misma razón se estipulo costos de O&M de 0.1\$/kWh para un PPAE entendiendo que la magnitud de este sistema ya comienza a asemejarse a la de una pequeña planta fotovoltaica (Enbar & Key, 2010). Por otro lado al ser un sistema mucho más grande, se ofreció un 15% de las ventas de electricidad al cliente por la renta de su techo. Este porcentaje sigue siendo un ingreso muy llamativo para el dueño de las escuelas. Utilizando las ecuaciones (1), (4), (5) y la Tabla 2 se concluyó que el tipo de PPA que se sugiere estudiar es un PPAC.

$$H_E = \frac{IN_E}{A_E} * (Gov_E - 1) + G_E * (P_E + RECs_E - M_E) - R_E \quad (4)$$

$$H_E = \frac{1,215,715}{25 * 12} * (0.5 - 1) + 27k * (0.16 + 0.031 - 0.1) - 27k * 0.16 * 0.15$$

$$H_E = -217.19$$

$$H_C = \frac{IN_C}{A_C} * (Gov_C - 1) + G_C * (P_C + RECs_C - M_C) - N_C \quad (5)$$

$$H_C = \frac{360,212}{25 * 12} * (0.6 - 1) + 8k * (0.25 + 0.031 - 0.08) + 0$$

$$H_C = 1127.72$$

$$H_{PPA} = \text{Max} \{H_E, H_C\} = \text{Max} \{-217.19, 1127.19\} = 1,127.19 \quad (1)$$

Para demostrar el ahorro que el PPAC le puede brindar al dueño de estas escuelas, se tomó el historial de facturas de luz recopilado de los pasados tres años y se calculó que hubiera ocurrido si el PPAC hubiera estado implementado en ese tiempo. La tarifa fija por tipo de cliente se seguiría cobrando a pesar de tener el servicio de medición neta gratis. En el caso de ESG esta tarifa era de \$3 y no representaba un cambio significativo en el cálculo del precio facturado por la AEE. En estos casos de la EEM y ESM, la tarifa fija por tipo de cliente de \$200 es significativa. Debido a esto, el precio de electricidad ofrecido por la AEE tiene que ser ajustado para no considerar esta tarifa. En este caso se calculó un nuevo precio de electricidad ofrecido por la AEE restando el precio fijo de tipo de cliente. Luego se calculó que ocurriría si 8500kWh/mes para la EEM y 8000kWh/mes para la ESM, se cobraran a 0.25\$/kWh y el restante al precio ofrecido en ese entonces por la AEE eliminando la tarifa fija del cliente en el cálculo de este precio. La factura final tiene \$200 por tipo de cliente, 8500 -8000kWh/mes a 0.25\$/kWh dependiendo de la escuela y el restante al precio de electricidad ofrecido por la AEE calculado para en ese entonces con el ajuste antes mencionado de la tarifa fija. En los periodos que hubo un consumo menor del promedio mensual que el sistema fotovoltaico puede generar, se acreditó esta diferencia para la siguiente factura. Los resultados de este análisis se muestran en la Tabla 18.

En los cálculos ofrecidos por PPAC para los casos EEM y ESM, se puede apreciar que en los periodos 2011-2012 y 2012-2013 ya se comenzaron a tener entre 20% a 25% de ahorro en el costo energético de las escuelas. Esto quiere decir que a pesar de que no aumente el precio de electricidad ofrecido por la AEE para el periodo 2013-2014, se asegura un ahorro entre 20% a

25%. Nuevamente se menciona que según sube el precio de electricidad ofrecido por la AEE suben los ahorros ofrecidos por este contrato y que en los últimos años ha existido un incremento constante en este precio que la AEE factura (Cruz, 2012). Luego de mostrar el ahorro que se le brinda al dueño de estas dos escuelas con el PPA, se procedió a realizar análisis de sensibilidad para ambas escuelas.

Tabla 18: Ahorro Anual Ofrecido por el PPAC para los Casos EEM y ESM

		2010-2011	2011-2012	2012-2013
EEM	Antes	\$ 35,577.83	\$ 45,203.83	\$ 45,052.97
	Después	\$ 29,375.69	\$ 36,876.09	\$ 36,608.82
	Ahorro	\$ 6,202.14	\$ 8,327.74	\$ 8,444.15
	Por ciento de Ahorro	17.43%	18.42%	18.74%
ESM	Antes	\$ 38,186.90	\$ 41,733.03	\$ 42,823.43
	Después	\$ 31,094.09	\$ 29,046.57	\$ 32,742.65
	Ahorro	\$ 7,092.81	\$ 12,686.46	\$ 10,080.78
	Por ciento de Ahorro	18.57%	30.40%	23.54%
Ambas Escuelas	Antes	\$ 73,764.73	\$ 86,936.86	\$ 87,876.39
	Después	\$ 60,469.79	\$ 65,922.66	\$ 69,351.47
	Ahorro	\$ 13,294.94	\$ 21,014.20	\$ 18,524.93
	Por ciento de Ahorro	18.02%	24.17%	21.08%

Debido a la similitud de que en ambos casos resulta conveniente definir un PPAC y un consumo energético promedio mensual fluctuando entre 8000kWh/mes a 8500kWh/mes, se entiende que ambos análisis de sensibilidad para estas escuelas brindarían resultados similares. Por esta razón se decidió realizar un análisis de sensibilidad para un PPAC en la EEM, pero para la ESM se decidió hacer un análisis de sensibilidad para un PPAE. La idea es explorar cuales serían los factores más significativos en un PPAE de un caso particular de Puerto Rico y aportar

más información sobre estos tipos de contratos. De esta forma se puede mostrar todos los escenarios presentados en la metodología propuesta.

En el caso del PPAE para la ESM, se entiende que se debe de implementar un PPAE para un sistema de 100kW con una generación eléctrica promedio mensual de 13500kWh/mes. La razón de esto es que a pesar de contar con más área disponible, para un sistema fotovoltaico mayor de 100kW los incentivos del gobierno federal se reducen a un 50% y junto a los demás factores considerados, hacen que el PPA tenga ingresos negativos. Así lo demuestra el H_E con valor -217.19 calculado para el sistema fotovoltaico más grande que se puede instalar en esta escuela de 200kW. A continuación utilizando nuevamente la ecuación (4) se puede mostrar que el H_E para un sistema fotovoltaico de 100kW es mayor.

$$H_E = \frac{IN_E}{A_E} * (Gov_E - 1) + G_E * (P_E + RECs_E - M_E) - R_E \quad (4)$$

$$H_E = \frac{600,200}{25 * 12} * (0.6 - 1) + 13.5k * (0.16 + 0.031 - 0.08) - 13.5k * 0.16 * 0.23$$

$$H_E = 201.433$$

A continuación se presenta el análisis de sensibilidad para el caso EEM para un PPAC. Como se demostró el escenario de un PPAC es el más conveniente para ambas escuelas. La idea con este análisis de sensibilidad es identificar cuáles son los factores más significativos y crear una lista de prioridades de dichos factores con el fin de estratégicamente negociar mejores ofertas y/o profundizar mejor sus estimaciones. También se pretende evaluar si existe alguna diferencia significativa sobre la sensibilidad de estos factores entre este caso y el caso ESG.

4.2.2 Análisis de Sensitividad para el Caso EEM

Al igual que para el caso ESG, para este análisis de sensibilidad se evaluaron las expectativas de un inversionista por medio del MARR (%), el periodo de contrato (años), los costos iniciales

(\$), los incentivos del gobierno federal (% de la inversión inicial), el precio de venta de electricidad (\$/kWh), el precio de venta de los RECs (\$/kWh) y los costos de O&M (\$/kWh). La Figura 13 muestra una gráfica del análisis de sensibilidad hecho a estos factores. Al igual que en los pasados casos, la inversión inicial resultó ser el factor más influyente.

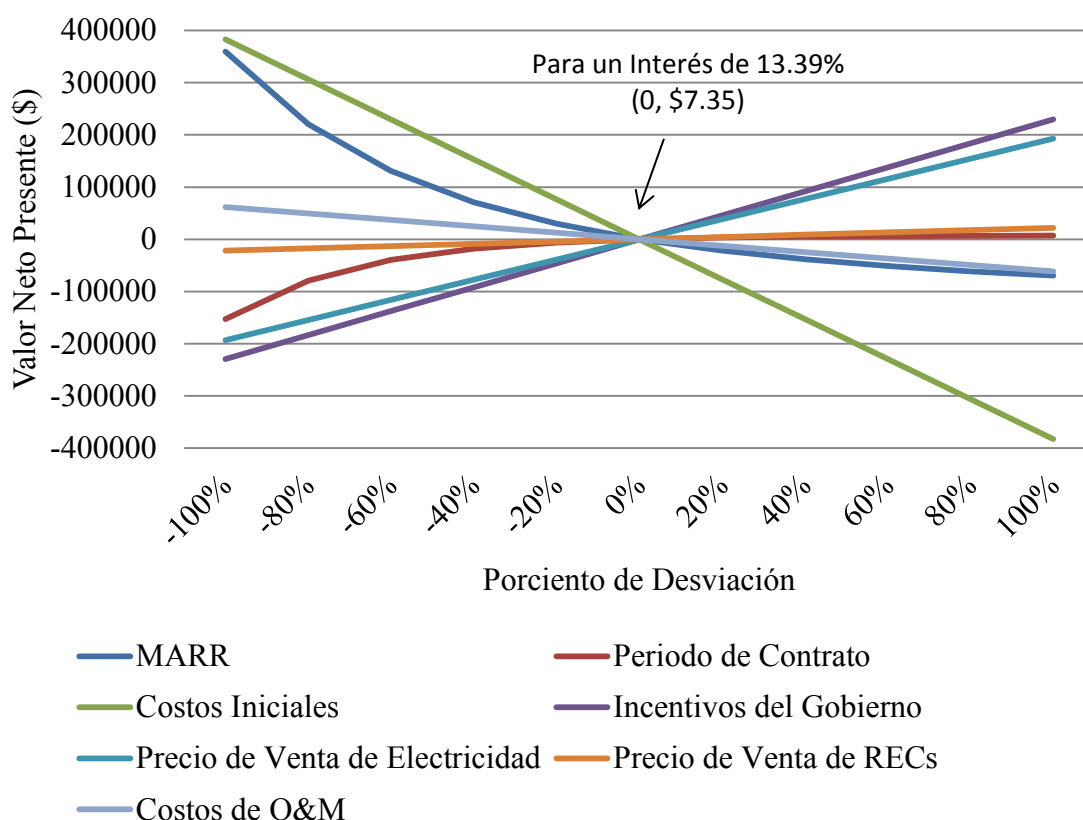


Figura 13: Análisis de Sensibilidad para el Caso EEM

Al igual que para el caso ESG, en este análisis de sensibilidad la aproximación lineal para el rango del porcentaje de desviación entre -100% a 100% no representaría la realidad para los factores del MARR y el periodo de contrato. Esto se debe a que estos factores para ese rango no tienen un comportamiento similar al de una línea. Por esta razón se decidió nuevamente para estos dos factores, hacer una aproximación lineal para un rango del porcentaje de desviación entre -40% a 100%. En este rango, el cálculo de una pendiente de la aproximación lineal de esta curva

estaría muy cerca de la realidad de cómo varia el NPV según cambien estos factores. En el caso del MARR, este rango representaría cuanto influyen las expectativas de un inversionista el PPA en un rango relevante entre 8% a 26%. Para el caso del periodo de contrato el rango relevante sería entre 15 a 50 años. La Tabla 19 muestra una lista de sensibilidad con las aproximaciones lineales antes mencionadas.

Tabla 19: Lista de Sensitividad para el Caso EEM

Orden de Sensitividad	Factor	Pendiente	Magnitud de la Pendiente	Rango Relevante
1	Costos Iniciales	-382,725	382,725	\$0-\$765,450
2	Incentivos del Gobierno	229,635	229,635	0-100 %
3	Precio de Venta de Electricidad	193,140	193,140	0-0.5 \$/kWh
4	MARR	-95,666	95,666	8-26 %
5	Costos de O&M	-61,805	61,805	0-0.16 \$/kWh
6	Precio de venta de RECs	21,763	21,763	0-0.05 \$/kWh
7	Periodo de Contrato	15,490	15,490	15-50 años

Como se mencionó anteriormente, la inversión inicial resultó ser el factor más influyente en el flujo de fondos. Luego los incentivos del gobierno y el precio de venta de electricidad resultaron estar en el grupo de segundo orden de importancia. El MARR y los costos de O&M se pueden agrupar en el tercer orden de importancia. Por último, el precio de venta de RECs y el periodo de contrato resultaron estar en último nivel de importancia. Nuevamente se menciona que el MARR y el precio de venta de electricidad son factores que no se esperan manipular. En el caso del MARR, se entiende que este valor es un criterio del inversionista. Es decir, se incluyó en el análisis de sensibilidad para ver cuanto las expectativas lucrativas de un inversionista pueden afectar la implementación del PPA pero a la hora de implementarlo, el inversionista

decide cual es el interés mínimo que aceptaría como ganancia por su inversión. En el caso del precio de venta de electricidad, dicho valor se fijó utilizando el concepto de “*Target Price*”. Este precio es el que asegura un beneficio y la atención del dueño de la escuela para que decida implementar el PPA debido al ahorro que le podría producir este contrato a sus costos de electricidad. El siguiente paso es realizar un análisis de sensibilidad para un PPAE en la ESM y encontrar cuales son los factores más influyentes en este tipo de PPA para el caso particular de esta escuela.

4.2.3 Análisis de Sensitividad para el Caso ESM

A pesar que los resultados de las ecuaciones (1), (4), (5) y la Tabla 2 mostraron que un PPAC es el mejor tipo de PPA que se sugeriría estudiar debido a que puede generar mayores ingresos al inversionista del PPA, se decidió realizar un análisis de sensibilidad para un PPAE. La idea es explorar la sensibilidad de los factores involucrados en este tipo de PPA. Nuevamente se menciona que a pesar de tener un área disponible para instalar un sistema fotovoltaico de 200kW, se decidió estudiar la implementación de un PPAE para un sistema fotovoltaico de 100kW. La razón es que al comparar las H_E de cada sistema se demostró que la H_E para el sistema de 100kW es mayor. Esto se debe a que los incentivos del gobierno federal para sistemas fotovoltaicos mayores de 100kW proveen una contribución menor en términos porcentuales a la inversión inicial del sistema fotovoltaico (Administración de Asuntos Energéticos de Puerto Rico, 2013). Esto junto a los demás factores considerados, hacen que a pesar de ser un sistema más grande no sea costo efectivo la implementación del PPA.

Para este análisis de sensibilidad se evaluaron las expectativas de un inversionista por medio del MARR (%), el periodo de contrato (años), los costos iniciales (\$), los incentivos del gobierno federal (% de la inversión inicial), el precio de venta de electricidad (\$/kWh), el precio de venta

de los RECs (\$/kWh), los costos de O&M (\$/kWh) y la renta del techo (% de la venta de electricidad). La Figura 14 muestra una gráfica del análisis de sensibilidad hecho a estos factores. Al igual que en los pasados casos y a pesar de ser otro tipo de PPA, la inversión inicial resultó ser el factor más influyente.

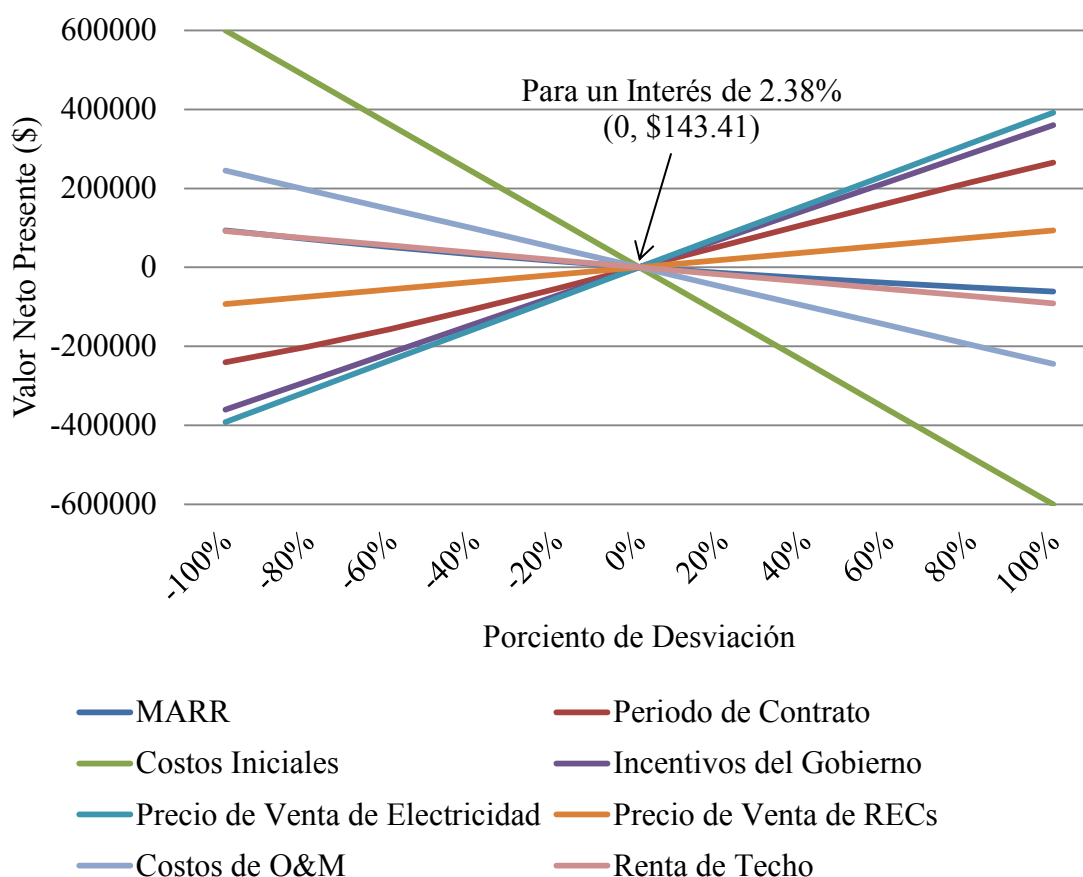


Figura 14: Análisis de Sensibilidad para el Caso ESM

Al igual que para el caso RHB, en este análisis de sensibilidad la aproximación lineal de los factores con el fin de obtener una pendiente que identificara numéricamente la sensibilidad de cada factor fue posible sin alterar el rango relevante del porcentaje de desviación estipulado de -100% a 100%. La razón de esto es que las curvas de los factores no lineales resultaron ser muy cercanas al comportamiento de una línea. Con este comportamiento, es posible hacer una

aproximación lineal de esta curva y calcular su pendiente. Esta pendiente representaría el cambio del NPV al modificar dicho factor no lineal. La Tabla 20 muestra una lista de sensibilidad de los factores considerados en el análisis de sensibilidad.

Tabla 20: Lista de Sensitividad para el Caso ESM

Orden de Sensitividad	Factor	Pendiente	Magnitud de la Pendiente	Rango Relevante
1	Costos Iniciales	-600,200	600,200	\$0-\$1,200,400
2	Precio de Venta de Electricidad	391,975	391,975	0-0.26 \$/kWh
3	Incentivos del Gobierno	360,120	360,120	0-100 %
4	Periodo de Contrato	258,350	258,350	0-50 años
5	Costos de O&M	-244,720	244,720	0-0.16 \$/kWh
6	Precio de venta de RECs	92,969	92,969	0-0.05 \$/kWh
7	Renta de Techo	-91,464	91,464	0-46 %
8	MARR	-76,333	76,333	0-4.8 %

Como se indicó, la inversión inicial es el factor más influyente en el flujo de fondos. En segundo nivel de importancia se encuentran el precio de venta de electricidad y los incentivos del gobierno federal. El periodo de contrato y los costos de O&M se pueden considerar en tercer nivel de importancia. En último nivel de importancia se encuentran el precio de venta de RECs, la renta del techo y el MARR. Como se ha mencionado en múltiples ocasiones, el MARR y el precio de venta de electricidad son valores que no estarían siendo manipulados. El MARR es el intereses mínimo que aceptaría el inversionista por invertir su dinero en el proyecto y el precio de venta de electricidad asegura la participación del dueño de la escuela a realizar el PPA siguiendo el concepto de “*Target Price*”.

4.2.4 Resumen de Resultados para los Casos EEM y ESM

Al igual que para el caso de la escuela de San Germán, en estos dos casos se evaluó la viabilidad económica de un PPA implementado para mediados del 2013. Se decidió evaluar la implementación de un PPA en una escuela en la ciudad de Mayagüez la cual posee una matrícula de estudiantes mucho más grande y constante que la escuela de San Germán. Este caso Representa un negocio mucho más estable con un consumo eléctrico de una magnitud más cercana a consumos comerciales. Debido a que cada plantel escolar posee contadores de electricidad e infraestructuras separadas, se estudió el historial de facturas de luz por separado. En el Apéndice 3, la Tabla 24 y la Tabla 25 muestran el historial recopilado de facturas de luz para el nivel elemental y secundario, respectivamente. En el caso del nivel elemental se calculó un consumo eléctrico promedio de entre 9784kWh/mes y 10948kWh/mes con una confianza de 95%. Para el caso del nivel secundario este consumo eléctrico promedio se encuentra entre 8942kWh/mes y 9989kWh/mes con una confianza de 95%.

El precio de electricidad promedio ofrecido por la AEE en la actualidad resultó ser diferente entre ambos planteles siendo aproximadamente 0.33\$/kWh para el nivel elemental y 0.35\$/kWh para el nivel secundario. Luego de realizar el método propuesto para evaluar la viabilidad económica particular de este PPA se decidió recomendar un PPAC para ambas escuelas. Los factores relevantes en el análisis de sensibilidad eran similares para ambos planteles con la diferencia que el consumo eléctrico del plantel secundario era levemente menor que el de la escuela elemental. Por esta razón se decidió utilizar el método propuesto en la metodología para evaluar el nivel elemental solamente y así no obtener análisis prácticamente similares en ambas escuelas. Luego con fines demostrativos, se decidió utilizar el método propuesto en la metodología para evaluar un PPAE en el nivel secundario. La idea fue que a pesar de ser más

conveniente implementar un PPAC, se quiso abarcar el otro escenario de tener un PPA con la AEE. De esta forma se aprovechó la información recolectada de la escuela secundaria para evaluar el otro tipo de PPA definido en esta investigación.

Para el caso de un PPAC en el nivel elemental, se decidió instalar un sistema fotovoltaico con una capacidad de 97.6kW que genera aproximadamente 13,000kWh/mes en promedio y puede sustentar entre el 80% a 90% del consumo energético promedio de la escuela. El flujo de fondos definido contempló costos iniciales de \$382,725, incentivos del gobierno federal para el 60% de los costos iniciales, precio de venta de RECs de 0.025\$/kWh con un incremento anual de 2%, costos de O&M de 0.08\$/kWh, precio de venta de electricidad de 0.25\$/kWh y periodo de contrato de 25 años con posibilidad de compra del sistema en los años seis, diez, quince y veinte. El IRR de este flujo de fondos tiene un valor de 13.39%. Se concluyó que de cumplirse estas condiciones, la inversión de este proyecto es muy positiva para un inversionista con un MARR menor o igual a 13.39%. Los factores más influyentes en orden de importancia fueron los costos iniciales, los incentivos del gobierno y el precio de venta de electricidad. La inversión inicial sigue siendo un factor mucho más importante que el resto de los factores considerados en el análisis de sensibilidad.

Para el caso de un PPAE en el nivel secundario, se decidió instalar un sistema fotovoltaico con una capacidad de 100kW que genera aproximadamente 13,500kWh/mes en promedio. El flujo de fondos definido contempló costos iniciales de \$600,200, incentivos del gobierno federal para el 60% de los costos iniciales, precio de venta de RECs de 0.025\$/kWh con un incremento anual de 2%, costos de O&M de 0.08\$/kWh, precio de venta de electricidad de 0.125\$/kWh con un incremento anual de 2%, 23% de las ventas de electricidad como pago por la renta del techo y periodo de contrato de 25 años con posibilidad de compra del sistema en los años seis, diez,

quince y veinte. El IRR de este flujo de fondos tiene un valor de 2.38%. Se concluyó que de cumplirse estas condiciones, no se recomienda invertir en este tipo de PPA debido a que las ganancias que ofrece son muy limitadas.

5. Modelo de Programación Lineal Para Minimizar la Inversión Inicial

Como se ha señalado, la inversión inicial de un sistema fotovoltaico es un factor que afecta el margen de ahorro que este tipo de tecnología puede brindar. De la misma forma, a la hora de implementar un PPA la inversión inicial del sistema fotovoltaico afecta el margen de ganancias del inversionista. Luego de realizar los casos de estudios, se corroboró numéricamente la sensibilidad que representa la inversión inicial. Debido a esto, se decidió buscar alguna forma de ayudar a resolver este problema resultando esta búsqueda, en la elaboración de un modelo de programación lineal para minimizar los costos de este tipo de inversión. El modelo se enfoca en la asignación estratégica de algunos componentes eléctricos del sistema fotovoltaico con el fin de minimizar sus costos de compra. Primero se mostrará una descripción general del sistema fotovoltaico y sus componentes para entender a cabalidad el modelo de programación lineal propuesto.

Los paneles o módulos fotovoltaicos son uno de los componentes eléctricos más esenciales de un sistema fotovoltaico. Estos módulos convierten la energía solar en energía eléctrica (Durán-Gómez, 2008). Esta energía eléctrica tendrá un flujo de corriente directa (DC). La mayoría de las redes de energía eléctrica trabajan con un flujo de corriente alternativa (AC). Debido a esto, los inversores son una pieza clave para convertir la electricidad DC de los módulos fotovoltaicos a electricidad AC compatible con la red eléctrica. Un inversor es un componente eléctrico que utilizando principios de la electrónica de potencia, transforma el voltaje DC en uno AC compatible en frecuencia y otras características con la red del sistema eléctrico del lugar en donde se conecte el sistema fotovoltaico (Teodorescu, Liserre, & Rodriguez, 2011). La Figura 15 muestra un diagrama conceptual simple de la estructura de un sistema fotovoltaico. En esta figura la luz solar se refleja sobre el módulo fotovoltaico

convirtiendo la energía solar en energía eléctrica DC. Luego el inversor convierte el voltaje DC en un voltaje AC compatible con la red eléctrica, como por ejemplo los aparatos y equipos que se utilizan en el hogar.

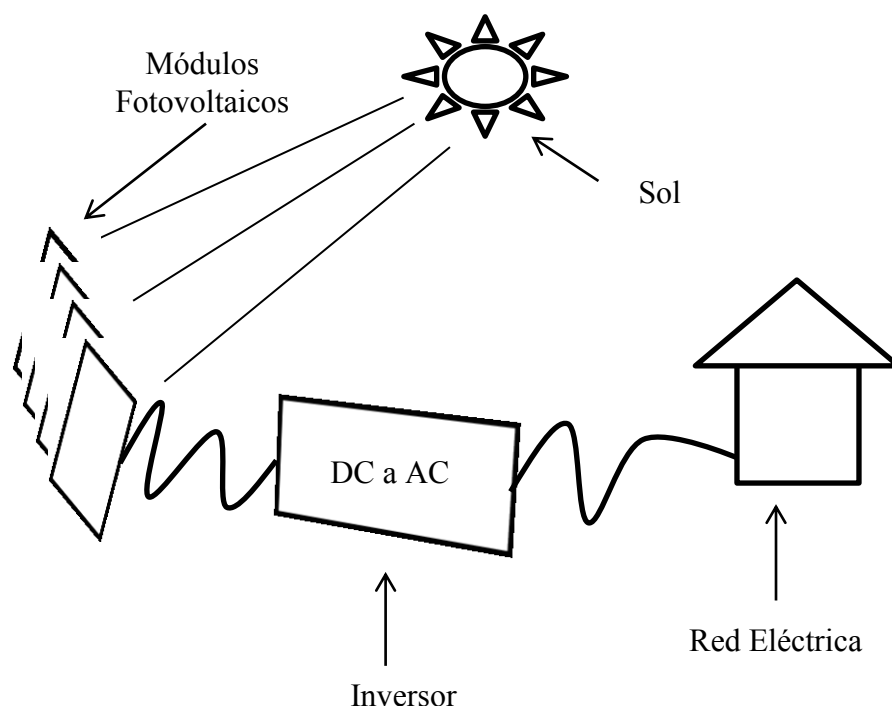


Figura 15: Diagrama Conceptual de un Sistema Fotovoltaico

Aunque un sistema fotovoltaico contiene otros componentes, como lo son cables, interruptores, fusibles, pararrayos, entre otros, los inversores y módulos fotovoltaicos componen la mayor parte de los costos de estos sistemas. Por ejemplo, el cincuenta por ciento de los costos de mantenimiento en el ciclo de vida de las plantas fotovoltaicas que SunPower brinda mantenimiento está dirigidos a una reserva para remplazar un inversor (Enbar & Key, 2010).

Por otro lado, para este modelo no se está contemplando la compra de un sistema de baterías debido a la conveniente utilización de la medición neta que pueda proveer la compañía

distribuidora de potencia (Darghouth, Barbose, & Wiser, 2011). De todas formas sea para un sistema independiente de la red o no, la minimización de costos en la compra de los inversores y módulos fotovoltaicos reduciría los costos totales del sistema seleccionado.

5.1 Definición del Problema

Cuando un ingeniero quiere diseñar un sistema fotovoltaico se encuentra con la incógnita de seleccionar los modelos adecuados de estos componentes tomando en consideración muchos factores. Especificaciones de diseño, marcas, costos de los modelos y posibles configuraciones según los modelos escogidos, son algunos de estos factores. Los factores de diseño incluyen capacidades máximas de voltajes de entrada en las entradas del inversor, capacidades de potencia en los módulos fotovoltaicos y corriente máxima permitida por el código nacional de electricidad, entre otros.

Con todas las restricciones físicas y eléctricas, los costos de compra de los componentes antes mencionados, podrían contemplarse en un segundo o tercer nivel de importancia. El problema que se desea atacar con un modelo de programación lineal es la correcta selección de estos componentes para el fin específico de minimizar los costos de compra. La Figura 16 muestra un diagrama sobre los diferentes factores que se toman en consideración a la hora de diseñar un sistema fotovoltaico. Esta figura muestra un ejemplo hipotético de un sistema fotovoltaico con un inversor de 10kW que tiene un voltaje máximo de entrada de 330V y unos módulos fotovoltaicos de 35V con una capacidad de 230W. La capacidad del sistema puede ser estimada con el número de módulos conectados al inversor multiplicado por la capacidad de potencia de estos. El voltaje de entrada de este inversor restringe el número máximo de módulos fotovoltaicos que pueden ser conectados en serie. Por ejemplo, si se conectan tres módulos

fotovoltaicos en serie estos tendrán un voltaje de $(35)*(3)*(1.25) = 131.25V$ según el Código Eléctrico Nacional (National Fire Protection Association, 2008). Este arreglo en serie de 131.25V se puede utilizar para esta clase de inversor debido a que no sobrepasa los 300V máximos de entrada. De esta manera, otros parámetros eléctricos, especificaciones por el tipo de modelo, combinaciones entre modelos, arreglos propuestos, espacio disponible y peso máximo permitido son algunos factores que se toman en consideración a la hora de diseñar un sistema fotovoltaico.

Espacio y Peso

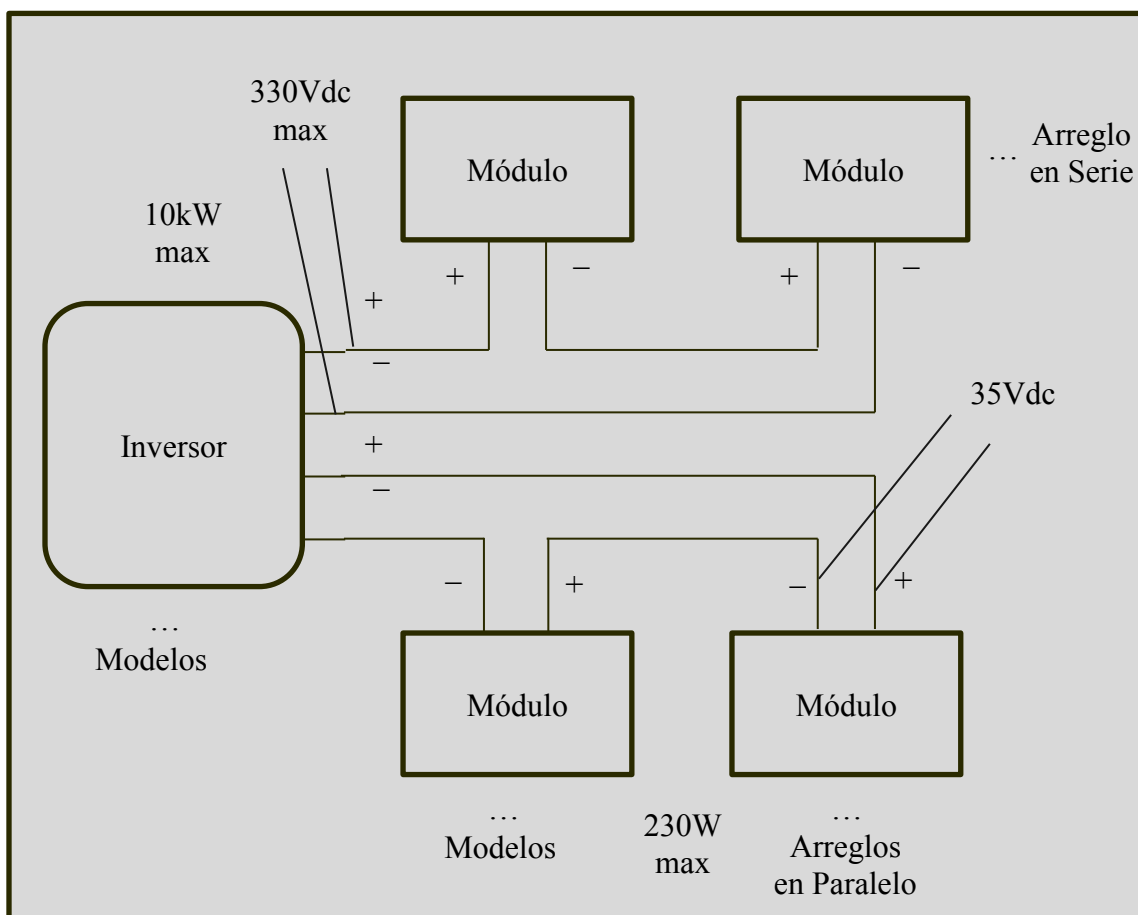


Figura 16: Diagrama sobre los Factores a Considerarse en el Diseño de un Sistema Fotovoltaico

5.2 Trabajos Previos

El objetivo de minimizar los costos de compra parece ser un nuevo enfoque en este tipo de problemas de selección de componentes eléctricos. Se encontró mucha información sobre la combinación correcta pero con el fin de maximizar la generación de energía eléctrica. Por ejemplo Efram y Chapman discutieron diferentes métodos de cómo encontrar el punto de potencia máxima en los arreglos de módulos fotovoltaicos (Efram & Chapman, 2007). En total fueron nueve diferentes métodos para encontrar este tipo de solución utilizando conceptos de ingeniería eléctrica, heurísticos y digitales. Aunque no tiene una relación directa con el enfoque de esta investigación, este trabajo muestra ideas de como este tipo de problema ha sido trabajado en el pasado.

Con el mismo propósito de maximizar la generación eléctrica, Bourdouceni y Gastl estudiaron como los parámetros generales de los módulos fotovoltaicos podrían asemejarse al modelo teórico de un diodo (Bourdouceni & Gastl, 2008). Estos autores investigaron como las corrientes de saturación en combinación con diferentes arreglos en paralelo y en serie de los módulos fotovoltaicos influyen en la eficiencia y la generación de electricidad. En adición, Chin estudio los efectos de la irradiación en los sistemas fotovoltaicos (Chin, 2011). Por ejemplo, cuando la irradiación cambia en diferentes lugares en donde el sistema fotovoltaico está instalado, como por causa de nubes en el cielo, este autor explica que la modificación del arreglo de los módulos fotovoltaicos puede mejorar la generación de potencia del sistema.

Con este último concepto de irradiación y otros, existen algunos dispositivos electrónicos que aseguran optimizar la transmisión de potencia desde el arreglo de módulos fotovoltaicos hasta los inversores (Solar Magic, 2010). También, estos tipos de dispositivos toman en consideración

otros conceptos avanzados de ingeniería de potencia como la regulación de voltaje, armónicas de las señales y correcciones de resistividad en tiempo real dependiendo de las variaciones que el arreglo de módulos del sistema fotovoltaico pueda tener (Power Optimizer, 2012).

5.3 Importancia del Problema

Además de la intención de mejorar el flujo de fondos de un PPA, existe una constante variación de los modelos de inversores y módulos fotovoltaicos en el mercado. Aproximadamente cada seis a ocho meses, estos modelos comienzan a ser obsoletos compitiendo con nuevos tipos que poseen mejores especificaciones. En adición a esto, este mercado es uno prácticamente nuevo con muchas marcas y modelos que salen al mercado ofreciendo mejores precios. Se intenta tener una herramienta automática, que según los modelos disponibles en cada momento, pueda calcular el arreglo óptimo disponible en el mercado. También existe la intención de atacar este problema para minimizar costos, dado una capacidad de generación de potencias establecida. Por último, se pretende brindar una herramienta para que el diseñador contemple el aspecto económico de dicho diseño promoviendo una conexión entre los factores económicos y de diseño de estos sistemas. Aunque sólo existiera un modelo de inversor y un modelo de módulo fotovoltaico a evaluar, este programa puede proveer un arreglo de los módulos fotovoltaicos que cumple con las especificaciones eléctricas y físicas deseadas.

5.4 Formulación Propuesta

La intención de esta programación lineal es minimizar los costos de compra de los inversores y módulos fotovoltaicos dado una capacidad del sistema deseada, seleccionando apropiadamente la combinación de estos componentes eléctricos dado una lista de modelos con sus respectivas especificaciones. El resultado del programa provee una lista de inversores y módulos

fotovoltaicos seleccionados con la conexión correcta de estos a fin de cumplir con las restricciones físicas y eléctricas establecidas. En el Apéndice 4, La Tabla 26 muestra un glosario de las variables utilizadas en la formulación propuesta. Refiérase a esta lista para comprender o saber cualquier variable mostrada en las siguientes ecuaciones de la formulación propuesta.

Como se ha mencionado antes, se desea minimizar los costos de compra de inversores y módulos fotovoltaicos. La ecuación (8) muestra la función objetivo donde la primera sumatoria es el costo total de compra de inversores y la segunda sumatoria es el costo total de compra de los módulos fotovoltaicos.

$$\text{Min } Z = \sum_{l=1}^{Pl} \sum_{i=1}^{Mi} \sum_{j=1}^{Ni} \sum_{p=1}^{Oi} \sum_{s=1}^{Qi} CI_i * PP_{ijlps} + \sum_{l=1}^{Pl} \sum_{i=1}^{Mi} \sum_{j=1}^{Ni} \sum_{p=1}^{Oi} \sum_{s=1}^{Qi} CP_l * p * s * PP_{ijlps} \quad (8)$$

La variable PP_{ijlps} evalúa todas las combinaciones $ijlps$. Por ejemplo, una variable de decisión activa PP_{12345} , con valor de uno, es un escenario donde el inversor tipo uno repetido por segunda ocasión con el módulo fotovoltaico tipo tres con una conexión de cuatro módulos en paralelo y cinco módulos en serie es seleccionado para formar parte del sistema fotovoltaico. La adición de las variables p y s en la multiplicación de la sumatoria del costo total de compra de módulos fotovoltaicos fue hecha con el fin de convertir este problema de formulación en un problema lineal debido a que así no existen dos variables de decisión multiplicándose. Al igual que la forma de calcular el área de un rectángulo, la multiplicación de p y s representa el número total de módulos fotovoltaicos conectados al inversor. Esto se debe a que todos los arreglos en paralelo de cada conexión en serie deben de tener el mismo número de módulos fotovoltaicos o viceversa, para así poder tener valores constantes en el voltaje y la corriente entre las entradas del inversor. Por ejemplo, no podemos conectar tres módulos en series y ponerlos en paralelo

con dos módulos en serie. La forma correcta sería conectar tres módulos en serie y ponerlos en paralelo con otros tres módulos en serie. En esta última configuración, la cual es correcta, tendríamos tres módulos en series y dos módulos en paralelo, para un arreglo total de seis módulos fotovoltaicos.

La primera restricción del modelo es cumplir con la capacidad de generación deseada para el sistema fotovoltaico. A menudo en la aplicación residencial y de pequeños negocios, el diseñador de un sistema fotovoltaico necesita diseñar el sistema para suplir una capacidad de potencia establecida. Esta capacidad de potencia es establecida para reducir específicamente un porcentaje de la factura de luz del cliente. Para lograr este fin, se establece una capacidad aceptable para el diseñador mínima y máxima del sistema. La idea es crear un rango en donde el modelo pueda escoger la mejor combinación de componentes eléctricos. Las ecuaciones (9) y (10) son las restricciones que crean un rango disponible en donde el algoritmo puede encontrar una solución óptima. La capacidad de generación eléctrica del sistema fotovoltaico puede ser calculada por el número de módulos fotovoltaicos conectados multiplicado por su respectiva capacidad máxima de potencia y dividido por la eficiencia del inversor utilizado. Se establece un máximo cubriendo la posibilidad de que exista una combinación menos costosa para un sistema más grande de lo deseado. La adición de la variable PP_{ijtps} a la multiplicación es una forma de apagar y prender restricciones dependiendo de las variables activadas por el programa. Este estilo de formular el problema desactivando y activando restricciones fue inspirado por la forma en que se resuelven los problemas de secuenciación en la programación lineal (Cheema, 2005). En las siguientes restricciones la variable binaria PP_{ijtps} se estará utilizando para activar las restricciones siempre que se active la variable. De lo contrario todas las restricciones tendrán una igualdad de ceros.

$$\sum_{l=1}^{Pl} \sum_{i=1}^{Mi} \sum_{j=1}^{Ni} \sum_{p=1}^{Oi} \sum_{s=1}^{Qi} \frac{WP_l}{1000} * p * s * PP_{ijlps} * IEF_i \geq KWDmin \quad (9)$$

$$\sum_{l=1}^{Pl} \sum_{i=1}^{Mi} \sum_{j=1}^{Ni} \sum_{p=1}^{Oi} \sum_{s=1}^{Qi} \frac{WP_l}{1000} * p * s * PP_{ijlps} * IEF_i \leq KWDmax \quad (10)$$

Para sistemas fotovoltaicos más grandes, es común ver alguna combinación de inversores para cumplir con la generación deseada. Por ejemplo, para cumplir con un sistema fotovoltaico de 29.5kW se podrían utilizar tres inversores de 10kW con sus respectivos módulos y arreglos. Esta es la razón de porque tenemos sumatorias en esta restricción de capacidad. También debido este escenario, la capacidad del arreglo de módulos fotovoltaicos conectados a un inversor estará restringida por la capacidad de potencia que el inversor puede manejar. Es decir, aunque lo más económico sea hacer un arreglo de diez módulos en paralelo y cinco módulos en serie si este arreglo tiene una generación eléctrica mayor de la que puede manejar el inversor seleccionado, este arreglo tiene que dividirse en diferentes arreglos que pueden cambiar dependiendo de los modelos disponibles a escoger por el modelo de programación lineal. La ecuación (11) se asegura de que el arreglo de módulos conectados a un inversor no sea mayor que la capacidad de potencia que este inversor puede manejar. La adición de la constante de mil unidades se debe a la conversión de las magnitudes habituales de los módulos fotovoltaicos en valores de vatios (W) para que puedan compararse con las magnitudes habituales de los inversores en kilovatios (kW).

$$\frac{WP_l}{1000} * p * s * PP_{ijlps} \leq KWI_i * PP_{ijlps} \quad \forall ijlps \quad (11)$$

El próximo paso es definir las restricciones requeridas para las configuraciones en serie. Las conexiones en serie de los módulos fotovoltaicos tienen una relación con el voltaje de entrada del

inversor. El número de módulos conectados en serie definirá el voltaje que entra a las entradas del inversor. Dependiendo de los modelos, el inversor tiene un voltaje máximo y mínimo de operación. Para el caso del voltaje máximo el Código Nacional de Electricidad, artículo 6.90.7, requiere que el máximo voltaje DC que entra al inversor sea el voltaje de circuito abierto calculado por el número de módulos conectados en serie multiplicado por un factor de 125% (National Fire Protection Association, 2008). Las ecuaciones (12) y (13) consideran la relación entre las configuraciones en serie y el voltaje máximo y mínimo de operación de los inversores.

$$VP_{max_l} * s * PP_{ijlps} * NEC \leq VI_{max_i} * PP_{ijlps} \quad \forall ijlps \quad (12)$$

$$VP_{min_l} * s * PP_{ijlps} \leq VI_{min_i} * PP_{ijlps} \quad \forall ijlps \quad (13)$$

En adición al máximo del voltaje de entrada permitido por el tipo de inversor, el manufacturero de los módulos fotovoltaicos también tiene un límite en que estos módulos pueden ser conectados en serie. Por ejemplo, el manufacturero de los módulos fotovoltaicos puede restringir las conexiones en serie para un máximo de 600V. En este caso una conexión en serie que sobrepase los 600V, puede estar operando en un nivel no deseado para su diseño según la tecnología de módulos así como por otros parámetros. Contemplando esta restricción la ecuación (14) fue añadida al modelo de programación lineal.

$$VP_{max_l} * s * PP_{ijlps} \leq VPS_{max_l} * PP_{ijlps} \quad \forall ijlps \quad (14)$$

De la misma forma existen restricciones entre las conexiones hechas en paralelo y las entradas de los inversores. El arreglo de módulos fotovoltaicos en paralelo está relacionado con la corriente que entrará al inversor. El número de módulos fotovoltaicos conectados en paralelo definirá la corriente máxima que entra al inversor. El Código Nacional de Electricidad, artículo

6.90.8, requiere que el máximo de corriente DC sea la corriente de circuito cerrado del módulo fotovoltaico multiplicada por el número de módulos en paralelo y a su vez multiplicada por un factor de 125% (National Fire Protection Association, 2008). Esta restricción es considerada en la ecuación (15). A diferencia del voltaje, no se acostumbra a definir una corriente mínima de operación pues esto dependerá de las variaciones en la luz solar reflejada al módulo fotovoltaico.

$$IP_{max_i} * p * PP_{ijlps} * NEC \leq I_{max_i} * PP_{ijlps} \quad \forall ij lps \quad (15)$$

Existe un problema a la hora de definir las conexiones en paralelo. La razón de este problema es que algunos inversores tienen integrado una caja de reagrupación de circuitos o ‘*combiner box*’ que restringe el número máximo de módulos que pueden conectarse en paralelo. Según el Código Nacional de Electricidad, artículo 6.90.4, se requiere que los módulos fotovoltaicos de una parte del arreglo puedan removerse sin interrumpir la continuidad de otra parte de este (National Fire Protection Association, 2008). Para poder cumplir este requisito, todos los arreglos en paralelo deben de conectarse por medio de una caja de reagrupación de circuitos. Esta caja se vende por separado y se conecta a la entrada principal del inversor. Esta caja no representa una inversión significativa y permite que el diseñador pueda decidir el número máximo de circuitos que pueden conectarse en paralelo. Si de lo contrario el inversor contiene una caja de reagrupación de circuitos integrada, el diseñador tendrá que limitarse al máximo de entradas de esta caja para saber el número máximo de módulos fotovoltaicos conectados en paralelo.

Para efectos del modelo de programación lineal la variable INE_i define el número de entradas del inversor. Si esta variable contiene un valor de uno, se entiende que el inversor no tiene una caja de reagrupación de circuitos integrada. De lo contrario si la variable tiene un valor

mayor de uno, se entiende que si existe una caja de reagrupación de circuitos integrada y se restringe el número de circuitos que pueden estar en paralelo según el número de esta variable. La ecuación (16) contempla el concepto antes mencionado con la condición de tener un inversor con más de una entrada.

$$p * PP_{ijlps} \leq INE_i * PP_{ijlps} \quad \forall ij lps \quad INE_i > 1 \quad (16)$$

De existir una caja de reagrupación de circuitos integrada al inversor, esta caja estará conectada a la entrada principal del inversor por cables integrados que poseen restricciones de corriente máxima por cada entrada. Para este caso se debe asegurar, al igual que para la entrada principal, que la corriente máxima que genera un módulo fotovoltaico más un 125% no sea mayor de lo que cada entrada de esta caja integrada pueda manejar (National Fire Protection Association, 2008). Para considerar este escenario la ecuación (17) es añadida al modelo.

$$IPmax_l * PP_{ijlps} * NEC \leq IIEmax_i * PP_{ijlps} \quad \forall ij lps \quad INE_i > 1 \quad (17)$$

Con las ecuaciones presentadas hasta el momento, se ha cubierto el aspecto eléctrico de los sistemas fotovoltaicos en el modelo de programación lineal. La siguiente restricción del modelo está relacionada con el espacio disponible en donde el sistema fotovoltaico sería instalado. Existen módulos fotovoltaicos que pueden generar más potencia que otros y su tamaño no necesariamente es proporcional a su generación. Esto se debe a diferentes tipos de diseños y tecnologías. Por ejemplo en el caso de tener un espacio limitado, la compra de un modelo de módulos fotovoltaicos más caro se puede justificar si con los módulos más económicos se ocupara un espacio mayor que el área disponible. La ecuación (18) se asegura que el área que ocuparían los módulos fotovoltaicos, los inversores y un factor de corrección, por cualquier otra

área que se deseara añadir, no sea mayor del área disponible en el lugar de instalación. Este factor de corrección es un porcentaje adicional del área ocupada por los módulos fotovoltaicos e inversores, establecido por el criterio del diseñador. La adición de la constante de 144 se debe a la conversión que se necesita hacer de las unidades habituales de las dimensiones de los componentes eléctricos en pulgadas (in) y los valores habituales en cómo se mide el área disponible en pies cuadrados (sq.ft).

$$\begin{aligned} & \sum_{l=1}^{Pl} \sum_{i=1}^{Mi} \sum_{j=1}^{Ni} \sum_{p=1}^{Oi} \sum_{s=1}^{Qi} PA_l * PL_l * p * s * PP_{ijlps} * \frac{(1 + APOR)}{144} \\ & + \sum_{l=1}^{Pl} \sum_{i=1}^{Mi} \sum_{j=1}^{Ni} \sum_{p=1}^{Oi} \sum_{s=1}^{Qi} IA_i * IL_i * PP_{ijlps} * \frac{(1 + APOR)}{144} \leq AD \end{aligned} \quad (18)$$

Si por alguna razón no se desea contemplar esta restricción se puede poner un valor muy grande en el área disponible, de tal forma que esta restricción no se active en ningún momento. De la misma forma se pueden sustituir valores de cero para el factor de corrección y las dimensiones de los inversores si sólo se desea evaluar el área aproximada que ocuparía el arreglo de módulos fotovoltaicos.

Con el mismo enfoque de espacio, se creó una ecuación para contemplar la restricción del peso máximo posible en la estructura en donde se desea instalar el sistema fotovoltaico. Esta restricción se añadió debido a que en ocasiones la estructura podría tener algunas limitaciones de peso dado el material de esta. De igual forma se puede manipular los valores de peso de los componentes de la ecuación para contemplar el escenario deseado. La ecuación (19) contempla el peso de los módulos fotovoltaicos e inversores utilizando un factor de corrección similar al establecido para la ecuación de espacio.

$$\begin{aligned}
& \sum_{l=1}^{Pl} \sum_{i=1}^{Mi} \sum_{j=1}^{Ni} \sum_{p=1}^{Oi} \sum_{s=1}^{Qi} PPP_l * p * s * PP_{ijlps} * (1 + PPOR) \\
& + \sum_{l=1}^{Pl} \sum_{i=1}^{Mi} \sum_{j=1}^{Ni} \sum_{p=1}^{Oi} \sum_{s=1}^{Qi} IP_i * PP_{ijlps} * (1 + PPOR) \leq PD
\end{aligned} \tag{19}$$

5.5 Técnicas de Solución y Validación del Modelo

Es importante mencionar que existieron tres formulaciones antes de encontrar el modelo de programación lineal que cumpliera con los requerimientos deseados. La primera formulación del modelo resultó ser un problema de programación no-lineal. La razón de esto, fue que para ese modelo las variables del número de módulos fotovoltaicos en serie y en paralelo, eran unas variables de decisión que en muchas ocasiones tenían que multiplicarse. Se intentó evadir la programación no-lineal con la idea de proveer una programación lineal que siempre brindara la solución óptima global. La segunda formulación resultó ser una lineal que carecía de algunas restricciones esenciales debido la forma en que se habían definido las variables de decisión.

Para la tercera formulación se definieron las variables de decisión como variables binarias con subíndices que evalúan todas las posibles combinaciones en un rango establecido. Este rango establecido se inspiró en el algoritmo de balanceo de línea en donde se calcula la cantidad de reagrupación de labores máxima que podrían evaluarse por el modelo (Uddin & Martinez-Lastra, 2011). En el modelo presentado aquí, es necesario saber el número máximo de inversores que pueden ser repetidos. Para esto se escoge el peor escenario en donde es necesario repetir el inversor con menos capacidad de manejar potencia para cumplir con la capacidad deseada del sistema fotovoltaico. A este valor se le añade el valor de uno reconociendo el factor de eficiencia

de los inversores. De la misma forma se debe establecer el valor máximo de módulos fotovoltaicos que se pueden conectar en serie y en paralelo. Para el caso del número de módulos en serie, se debe buscar el inversor con la mayor capacidad de entrada de voltaje de la lista provista. Luego se busca el módulo fotovoltaico con menor voltaje. Finalmente, se calcula cuantos módulos fotovoltaicos de este tipo pueden estar en serie cumpliendo con el voltaje de entrada de este inversor. De forma similar, se pueden calcular el número máximo de módulos fotovoltaicos en paralelo con el inversor con máxima corriente de entrada y el módulo con menor corriente de generación.

Otro cambio fue utilizar los índices que utilizan las sumatorias del modelo dentro de las operaciones de las ecuaciones. Las variables p y s son índices de algunas sumatorias pero al mismo tiempo aparecen dentro de las ecuaciones. Esta fue la gran solución para hacer este problema lineal. Si se desea hacer un problema de esta magnitud a puño y letra puede resultar en una labor muy tediosa. Por otro lado reconociendo el uso de la programación y de programas como Lingo, este tipo formulación es manejable y ha sido implementada sin mayores problemas. La última formulación incluye las eficiencias de los inversores y la restricción de peso.

La formulación final fue programada utilizando el programa de Lingo (Lindo Systems, 2013). El Apéndice 6 muestra la programación antes mencionada hecha en Lingo. Se creó una interface entre Lingo y Excel utilizando la aplicación de VBA Excel (Chapra, 2009). Esta interface permite que el usuario pueda utilizar el modelo de programación lineal completamente desde un documento creado en Excel. El Apéndice 7 muestra la programación hecha en VBA Excel para la interface entre Lingo y Excel. El documento de Excel es más fácil de utilizar para un usuario promedio ofreciendo lugares en donde el usuario puede entrar información e interpretar los resultados de una forma más sencilla.

La validación del modelo contó de tres etapas, la depuración o búsqueda de errores, la verificación de un experto y la comparación de un escenario real. La depuración o búsqueda de errores consistió en una evaluación paso a paso de todas las restricciones propuestas en la formulación. Estratégicamente se manipularon los parámetros de entrada del modelo para corroborar que las restricciones estuvieran activas y cumplieran con su función. Se buscaban valores anormales y datos fuera de la realidad. En este proceso fue en donde se comenzaron a crear nuevas versiones de formulación del modelo debido los errores que se encontraban. Además de la evolución de mejores formulaciones del modelo, en esta etapa se encontró errores de signos, contemplación equivocada de la eficiencia de los inversores y conceptos de logística entre operaciones contradictorios.

La segunda etapa consistió en reunirse con un experto del tema de diseño de sistema fotovoltaico para asegurar la correcta forma de definir las restricciones eléctricas del modelo. En esta etapa se descartó la multiplicación de 125% con el voltaje máximo en serie para compararse con el voltaje máximo establecido por el fabricante de los módulos fotovoltaicos. La razón es que este factor está relacionado con la seguridad de las entradas de los inversores y se entiende que el voltaje máximo que el fabricante de los módulos fotovoltaicos establece contempla las variaciones de su producto.

Por último, se realizó una comparación con un equipo completo de un sistema fotovoltaico ofrecido en oferta especial por una compañía vendedora de productos renovables y la utilización del modelo de programación lineal propuesto (Wholesale Solar, 2013). El equipo en oferta incluye otros componentes como cables, interruptores y pararrayos entre otros. Para comparar justamente ambos escenarios, se decidió escoger el tipo de inversor y módulo fotovoltaico de la oferta como la combinación más costo efectiva disponible en su tienda. Luego se corrió el

modelo de programación lineal con una listada, de la misma tienda, de ocho inversores y ocho tipos de módulos fotovoltaicos. En el Apéndice 8, la Tabla 27 y la Tabla 28 muestran la lista de inversores y módulos fotovoltaicos utilizados, respectivamente, con sus características y especificaciones. En esta lista se incluyen el inversor y el módulo fotovoltaico de la oferta. La idea es ver si existe alguna otra combinación que cumpliendo con una capacidad de generación eléctrica similar a la de la oferta, reduzca los costos de compra. El sistema fotovoltaico en oferta tenía una capacidad aproximada de 8.9kW. Se definió que el modelo de programación lineal tenía la libertad de escoger una combinación entre 8.89kW a 10kW. La Tabla 21 muestra un resumen del análisis y los resultados de esta comparación.

Tabla 21: Compra de un sistema Fotovoltaico: Equipo en Oferta vs. Modelo Propuesto

		Equipo en Oferta	Modelo Propuesto
Inversor	Marca	Fronius Inverters	Fronius Inverters
	Modelo	IG Plus 10.0-1-1 UNI	IG Plus 10.0-1-1 UNI
	Potencia	10kW	10kW
	Eficiencia	95%	95%
	Precio	\$5328	\$5328
	Cantidad	1	1
Módulo Fotovoltaico	Marca	Helios Solar Works	ET Solar
	Modelo	6T 260	P672300WB
	Potencia	260W	300W
	Precio	\$343	\$295
	Cantidad	36	32
Sistema Fotovoltaico	Capacidad	8.892kW	9.120kW
	Costos Totales	\$17,676	\$14,768
	Ahorro	\$2,908	
	Porcentaje de Diferencia	-16.45%	

El resultado del modelo demostró que existía otro tipo de módulo fotovoltaico que cumplía con la capacidad deseada y resultaba ser más económico. En este escenario al utilizar otro módulo fotovoltaico, se pudo ahorrar \$2,908 lo que representaría a un 16.45% menos de ahorro en los costos de compra de estos componentes. Para esta comparación se definió un área disponible de 3200sq.ft, un factor de corrección de posible área ocupada de 10%, un peso máximo posible de 10,000lb y un factor de corrección de posible peso ocupado de 10%. Se está presumiendo que la calidad y durabilidad de los productos disponibles en la lista, así como otras características relevantes, son similares entre estos. Esta presunción es un criterio que el diseñador establece cuando selecciona los modelos de inversores y módulos fotovoltaicos que desea comparar con el programa. Si se compara un inversor de muy baja calidad y muy económico con otro de mejor calidad y menos económico se podría establecer que la compra ideal es el inversor de baja calidad. Por tal razón a la hora de hacer la lista de productos, es bien importante que se escojan productos similares o con características diferentes irrelevantes, para poder así hacer una comparación justa y adecuada de los mismos.

6. Conclusiones Finales y Trabajos Futuros

6.1 Conclusiones Finales

El trabajo realizado en esta investigación brinda una introducción sobre lo que es un PPA y la oportunidad que estos tipos de contrato pueden ofrecer para la implementación de energía solar. Cumpliendo con el primer objetivo, se elaboró una metodología sistemática que brinda una forma de como evaluar el aspecto económico de un PPA. Este método comienza con una búsqueda de los factores más relevantes que se deben considerar en el flujo de fondos de un PPA dado el marco de estudio particular de cada caso, contemplando por ejemplo, la región en donde se encuentra y la iniciativa gubernamental, entre otros factores. Luego se establecen unos precios de venta de electricidad en acorde con la posible aceptación de los posibles clientes del contrato siguiendo la teoría de “*Target Price*”. Luego se evalúa el tipo de PPA que más conviene estudiar y se construye un flujo de fondos preliminar. Se analiza este flujo de fondos y se toma la decisión de querer o no mejorar el modelo. De necesitar o decidir mejorar el modelo, se ejecuta un análisis de sensibilidad para crear una lista estratégica de los factores que deben ser mejorados en orden prioritario según su contribución. Por último, se ajustan todos los posibles factores según el mercado y la posible disponibilidad como por ejemplo, negociando mejores precios o profundizando en la elaboración de estimados más precisos. Al final queda el flujo de fondos más realista que el investigador pudo hallar para este tipo de negocio. Se desarrolló un diagrama de bloques conceptual del método propuesto en la Figura 4 para resumir dicha metodología.

Luego se presentó el análisis de unos casos de estudios para el marco de la isla de Puerto Rico aplicando el método propuesto de estudio. Estos casos tuvieron un enfoque en el sector de pequeños negocios al evaluar capacidades de sistemas fotovoltaicos de menor escala a la que

habitualmente estos contratos acostumbran a ser efectuados. Se aplicó la metodología sistemática estudiando el marco actual de la isla, definiendo unos precios de electricidad competitivos, evaluando el tipo de PPA a estudiar, creando flujos de fondos preliminares, realizando análisis de sensibilidad y creando listas de factores en orden prioritario.

El primer caso fue uno hipotético en donde se definieron los parámetros necesarios para la implementación de un PPA a mediados del 2012 en un restaurante ficticio en el pueblo de Bayamón. Luego de realizar la metodología propuesta definiendo la aplicación de un PPAC, se simuló la forma en cómo se podría utilizar la lista de factores en orden de prioridad y se llegó a calcular un IRR final de 8.69%. Se concluyó que este tipo de PPA podría ser implementado con el apoyo de inversionistas con expectativas lucrativas moderadas como entidades del gobierno, organizaciones sin fines de lucro e iniciativas comunitarias.

Luego se recopiló información para aplicar la metodología propuesta en dos escuelas reales de Puerto Rico, una en el pueblo de San Germán y otra en el pueblo de Mayagüez. El caso de la Escuela de San Germán fue el escenario más cercano al de un pequeño negocio contemplando una escuela con una matrícula de estudiantes muy limitada y un sistema fotovoltaico con una capacidad en el rango de sistemas fotovoltaicos residenciales. Luego de aplicar la metodología propuesta definiendo un PPAC para mediados del 2013, se calculó un IRR de 13.4%. En este caso se concluyó que la viabilidad económica de este proyecto era una positiva para un inversionista con un MARR menor o igual a 13.4%.

En el caso de la escuela de Mayagüez, se decidió dividir el estudio relativamente en dos, uno para el plantel elemental y otro para el plantel secundario. La razón fue que cada plantel tiene un contador individual y estructuras separadas. Mientras se aplicó la metodología propuesta se

encontró que el tipo de PPA que se debería de implementar era un PPAC para ambos planteles. Debido a que en ninguno de los casos de estudios analizados se había implementado un PPAE y la semejanza en los parámetros de ambos planteles para la implementación de un PPAC, se decidió realizar un análisis de sensibilidad de un PPAC para el plantel elemental, pero para el caso del plantel secundario, se exploró el análisis de sensibilidad para un PPAE. La idea fue estudiar y mostrar el análisis para un PPAE con información real recopilada.

Para el caso de un PPAC en la escuela elemental, se encontró un flujo de fondos con un IRR de 13.39% muy similar al PPAC de la escuela de San Germán. Nuevamente se concluyó que esta inversión era una positiva para inversionistas con un MARR menor o igual a 13.39%. En el caso del PPAE para el plantel secundario, se encontró un flujo de fondos con un IRR de 2.38%. En este caso debido al IRR tan bajo, no se recomendó la inversión para implementar un PPAE en esta escuela.

Luego de realizar estos estudios se encontró una consistencia en donde por mucho la inversión inicial era el factor más influyente entre los factores considerados en el flujo de fondos del marco actual de Puerto Rico. Estos casos de estudios corroboran que la inversión inicial es el factor más importante que definirá el margen de ganancias o pérdidas de la inversión de un sistema fotovoltaico, sea por medio o no de un PPA. Debido a esto se decidió evaluar por medio de un modelo de programación lineal alguna forma de cómo reducir los costos iniciales de un sistema fotovoltaico. Se propuso desarrollar un modelo que minimizara los costos de compra de un sistema fotovoltaico al seleccionar la combinación más costo efectiva entre los inversores y módulos fotovoltaicos dado la capacidad requerida de un sistema. El modelo propuesto toma en consideración las restricciones eléctricas y físicas para definir la combinación más económica de una lista de modelos.

Luego de la elaboración de la versión final del algoritmo y la programación del mismo en una interface entre Lingo y Excel, se validó el modelo con expertos en el área de la programación lineal y el diseño de sistemas fotovoltaicos. Por último, se probó el modelo con datos reales de inversores y módulos fotovoltaicos. En esta prueba, se compararon los resultados del modelo con un paquete en oferta ofrecido por una tienda que vende este tipo de equipos eléctricos. El paquete de oferta se identificó como la combinación más costo efectiva ofrecida. Luego se utilizó el modelo para buscar si para una capacidad similar, existía alguna otra combinación de inversores y módulos fotovoltaicos más económica. El modelo utilizó una lista de ocho inversores y módulos fotovoltaicos en donde este buscaba la combinación más económica. En esta lista se encontraba el inversor y el módulo fotovoltaico de la oferta. La idea era ver si el modelo encontraba alguna otra combinación más costo efectiva. Los resultados demostraron que existía un modelo de módulos fotovoltaicos que reducía la compra de estos componentes en un 16.45%. Con esta prueba se demostró como la correcta selección de la combinación entre los inversores y módulos fotovoltaicos puede reducir la inversión inicial de un sistema fotovoltaico.

6.2 Viabilidad Económica de PPA para Pequeños Negocios en Puerto Rico

Como parte de esta investigación se intentó utilizar los casos de estudios para evaluar la viabilidad económica de un PPA en Puerto Rico para el sector de negocios pequeños. Luego de esta investigación se concluye que para el marco actual de Puerto Rico en el 2013 la viabilidad económica de un PPA es posible. Se encontró que es posible encontrar una inversión de un PPAC para un IRR competitivo de aproximadamente 13.4%. Con el estudio hipotético de un restaurante en Bayamón para el 2012 y los estudios con datos reales de las escuelas del área oeste de Puerto Rico para el 2013, se corroboró que existe una tendencia a que al pasar de los

años los costos de los sistemas fotovoltaicos se reducen y el precio de electricidad ofrecido por la AEE aumenta. Este comportamiento hace que año tras año el IRR de este tipo de inversión de sistemas fotovoltaicos pueda aumentar dependiendo de los incentivos ofrecidos por el gobierno.

Es bien importante calcular el precio ofrecido por la AEE al cliente y definir un precio de venta de electricidad a este cliente de forma individual que le asegure ahorros significativos a este pero que al mismo tiempo, asegure ganancias significativas para el inversionista del PPA. La razón es que debido a la forma en que la AEE calcula la factura a un cliente y el consumo de este, el precio final de electricidad por kilovatio hora podría variar significativamente entre cada cliente de Puerto Rico. Por esta razón, se recomienda no establecer un precio de venta de electricidad en general público, sino estudiar cada caso en particular y proveer un precio individual competitivo para ambas partes del contrato en donde sí se asegure una magnitud de ahorro general como por ejemplo de entre 20% a 25% de ahorro en los costos de electricidad para los clientes que proveen el techo. Por otro lado no se recomienda realizar contratos a corto plazo estimando un valor residual de sistema fotovoltaico luego de este periodo de contrato. La razón es que no existe un mercado de sistemas fotovoltaicos usados en Puerto Rico que asegure la venta del equipo y podría resultar en un PPA con pérdidas para el inversionista. El mecanismo de contratos para veinte y veinticinco años en donde se le ofrece al cliente comprar el sistema fotovoltaico en diferentes periodos del contrato resultó ser el mejor mecanismo encontrado. Este mecanismo brinda un balance entre los riesgos de cumplimiento de largos contratos y la incertidumbre del valor residual de un sistema fotovoltaico en un contrato corto.

En el caso de los PPAAE, se encontró que según los costos de los sistemas fotovoltaicos en el 2013 y el precio de electricidad que ofrece la AEE, este tipo de PPA no es uno recomendable en la actualidad. A pesar de poder vender una cantidad mayor de electricidad, los estimados O&M y

el pago competitivo de rentas de techo, entre otros costos, contrarrestan la magnitud de estas ganancias reduciéndolas a un valor no aceptables como para convencer a un inversionista a realizar este tipo de contrato. Se recomienda estudiar la posibilidad de un PPA directo entre la AEE, siendo esta el inversionista y el dueño del techo de la infraestructura. La idea sería eliminar las ganancias del inversionista externo en un PPAE y solamente dividir estas entre la AEE y el dueño del techo de la infraestructura. En adición a esta recomendación, la siguiente sección presenta los trabajos futuros sugeridos referentes a esta investigación.

6.3 Trabajos Futuros

En esta investigación se estudió la viabilidad económica de un PPA elaborando un método para realizar este estudio económico con un enfoque relacionado más al sector de negocios pequeños. La idea con esta investigación fue que antes de profundizar en otros conceptos necesarios para la implementación de un PPA, como lo son un análisis de riesgos más profundo, posible aceptación de la sociedad en el aspecto de permisos, legalidades, requisitos y legislaciones, entre otros, se calculara si este tipo de contrato era costo efectivo en un marco ideal realístico. Debido a que si existe una viabilidad económica para implementar este tipo de contratos se debe realizar un estudio más profundo de los otros conceptos antes mencionados.

Por ejemplo, se debería estudiar todo el aspecto legal que justifique la legalidad de la implementación de estos tipos de contrato. Se requiere el estudio de la aplicación legal de este tipo de contrato dado a que al ser una nueva forma de vender electricidad y dependiendo del tipo de PPA implementado, podría existir incertidumbre y resistencia de parte de la AEE en brindar permisos y aceptar este tipo de contratos en Puerto Rico. Es bien importante mencionar que la integración de sistemas eléctricos a la red de energía eléctrica es un proceso que debe ser muy

bien evaluado por parte del administrador de esta red, que para el caso de Puerto Rico lo es la AEE. Por esta razón se entiende que un estudio sobre la legalidad de este tipo de contrato podría ayudar a la correcta y justa implementación de esta iniciativa cumpliendo con la seguridad del país y separando los grandes intereses de los involucrados. En el caso de encontrar leyes que impidan la implementación de estos tipos de contratos, se debería estudiar si existen formas de enmendar estas leyes con el fin de hacer legal este tipo de contratos justificando dichas enmiendas con el beneficio que puede proveer esta iniciativa al problema de dependencia energética en el que se encuentra este país.

También se debe crear y hacer público, un documento escrito estandarizado que sirva como guía para la elaboración de contratos entre las partes del PPA de una forma justa para todas las partes involucradas en el mismo. En este contrato se sugiere elaborar un mecanismo de penalidades y remuneraciones por la falta o acciones de las estipulaciones del contrato. La idea es crear un mecanismo que incentive o penalice las acciones de las partes involucradas en el contrato. Al final se brindaría un documento estandarizado que cada persona pudiera modificar dado las particularidades del PPA a implementar, sin tener que comenzar desde cero y reducir el riesgo de omitir conceptos importantes en su contrato que impidan que este se realice de forma exitosa.

Por otro lado se sugiere profundizar más en el mercado de RECs existente en los Estados Unidos. Se debe estudiar si la venta de RECs en el extranjero puede ayudar a la implementación de sistemas renovables en Puerto Rico. Se debe evaluar si la venta de RECs de sistemas renovables en Puerto Rico a mercados de RECs en Estados Unidos pudiera crear una competencia para la compra de RECs por parte de la AEE de forma que incentive la aceptación y el precio de venta de RECs en la isla. También se encontró que la compañía Borrego solar se

encuentra en el desarrollo de tres PPAE con la AEE (Marino, 2013). Se sugeriría investigar y crear casos de estudios de estos PPA con la idea de estudiar las etapas iniciales de estos contratos. De esta forma se podría profundizar y ajustar mejor la metodología desarrollada en esta investigación para mejorarla.

Se debe realizar un profundo estudio de riesgos y variaciones incluyendo y yendo más allá de los factores considerados en los flujos de fondos del PPA. En este estudio se debe profundizar más en las posibles faltas y escenarios que puedan perjudicar la inversión de un PPA. Entre los escenarios se debe considerar la implementación de seguros que protejan al inversionista dueño del sistema fotovoltaico, de desastres y acontecimientos fuera de las responsabilidades de este, como por ejemplos, daños del sistema fotovoltaico por parte del dueño de la infraestructura, acontecimientos atmosféricos y embargos hipotecarios de la infraestructura en donde el sistema fotovoltaico está instalado. También entre otros riesgos a estudiar se encuentra el deterioro del sistema fotovoltaico dado al ambiente en donde se piensa instalar, cambios de dueños de la infraestructura por medio de reventas del lugar u otras formas, riesgos de la aplicación de PPA en el sector residencial, posibilidad de tener que pagar en el futuro el servicio de medición neta y robos de cobre o de otros componentes eléctricos del sistema fotovoltaico. Se desearía desarrollar un mecanismo que tome en consideración la instalación y desinstalación de sistemas fotovoltaicos con la intención de poder ajustarse a los desenlaces y cambios de los clientes dueños de la infraestructura de forma que se pueda mover el sistema fotovoltaico de un lugar a otro sin muchos problemas.

Por último, se reconoce que en la actualidad este tipo de contratos depende mucho de los incentivos del gobierno, siendo esto un incentivo transitorio mientras los costos de manufactura y la tecnología fotovoltaica evolucionan a valores más rentables. Por ejemplo en la actualidad, la

eficiencia de la energía que se transfiere a electricidad proveniente de la luz solar, fluctúa entre los 4% a 20% (Perlin, 1999) siendo 44.4% un record mundial en experimentación (Maehlum, 2012). Se desearía estudiar la futura evolución en las eficiencias y otros factores que mejoren significativamente la rentabilidad de la energía fotovoltaica y como esto podría ayudar o afectar los PPA. También se deberían cuantificar otros beneficios indirectos de los PPA para inversiones gubernamentales y de entidades sin fines de lucro en Puerto Rico, como la reducción de las emisiones de CO₂, la diversificación del sistema de generación eléctrica y la indirecta refrigeración de la infraestructura donde el sistema está instalado al no tener directamente la reflexión de la luz solar en el techo.

Apéndices

Apéndice 1. Argumentos Comparativos entre un PPAE y un PPAC

Tabla 22: Argumentos Comparativos entre un PPAE y un PPAC

Argumento	PPAE	PPAC
Capacidad del sistema vs espacio disponible	Se puede utilizar todo el espacio disponible para generar y vender la mayor cantidad posible de energía eléctrica costo efectiva.	Se restringe el sistema para solamente suplir electricidad al consumo del lugar en donde está instalado
Estabilidad y cumplimiento del contrato	Es mucho más confiable realizar un contrato con una entidad gubernamental	Existiría incertidumbre en el compromiso del dueño de la residencia o pequeño negocio en respetar el contrato.
En el caso de un embargo hipotecario	Se puede ofrecer al banco un ingreso equivalente a la renta pagada al dueño de la estructura y continuar el contrato.	Depende del consumo del lugar, de ocurrir una hipoteca cesaría la venta de electricidad si no existiera algún tipo de consumo.
Infraestructura sin conexión a la red eléctrica	Se puede realizar el contrato en una infraestructura sin algún consumo directo. Ejemplo parada de una guagua, edificio abandonado.	No se puede realizar un contrato si no existe un consumo de electricidad cerca del lugar en donde está instalado.
Precio de venta de Electricidad	La entidad o compañía distribuidora comúnmente fija el precio que aceptaría para comprar la electricidad. Este precio no es muy competitivo porque se reduce su valor debido a los costos de transmisión y reventa de la electricidad.	Se puede establecer un precio más competitivo que asegure algún ahorro al dueño de la estructura pero permita un mayor margen de ganancias. No existe costos relevantes de transmisión de electricidad debido a que se genera en el mismo lugar donde se consume.
Servicio de medición neta vs pago de la renta por el área ocupada	Es necesario pagar algún tipo de renta al dueño de la infraestructura en donde el sistema será instalado. No son necesarios los servicios de medición neta. Se vende la electricidad en el momento en que se genera.	No es necesario pagar por los servicios de medición neta a la AEE. No es necesario pagar por renta del lugar debido a que el cliente brinda el techo para así poder recibir un mejor precio de electricidad.

Conexiones adicionales	Es necesario instalar un contador independiente de los contadores ya activos. Podría ser necesario construir una conexión a la red de mayor capacidad de potencia. Podrían ser necesarias instalar líneas eléctricas significativas en el lugar etc.	No es necesario hacer cambios significativos al sistema de potencia del lugar. El servicio de medición neta provee gratuitamente el cambio del contador necesario para brindar este servicio.
Impacto del ahorro en la factura de luz para el dueño de la infraestructura	La renta pagada a este dueño no tiene una relación directa con el costo de electricidad facturado a este. Por ejemplo, la renta puede permanecer similar y en cambio, la AEE puede subir los costos de electricidad en los próximos años.	Se asegura un precio de electricidad que protege al dueño de la infraestructura de aumentos por la AEE. Los ahorros son directamente proporcionales al aumento en los costos de electricidad implementados por la AEE. Mientras más caro la AEE facture mayor es el ahorro por estar en el PPA.
Aceptación para implementación real por parte de la AEE	Este contrato es mucho más llamativo para la AEE debido a que ofrece menores costos de generación eléctrica. Este contrato no obliga directamente a la AEE a reducir el precio de electricidad ofrecido a sus clientes porque no crea ninguna competencia de venta de electricidad.	Este contrato no es muy llamativo para la AEE debido a que presenta una competencia de venta de electricidad de otra compañía externa a ellos. Si la AEE no genera ingresos con el servicio de medición neta, prácticamente pierde a un cliente por el periodo de contrato del PPA.

Apéndice 2. Programación en VBA Excel para el Análisis Económico de un PPA

```
'Variables
'div = división de la anualidad madre
'divmax = división de anualidad máxima
'anom = nombre de la anualidad
'perio = periodo de análisis
'divperio = división del periodo de análisis estipulado
'mar = MAR o IRR deseado
'divmar = división del MAR o IRR deseado
'signo = signo que diferencia costo de ingreso
'desde = desde donde comienza el valor
'hasta = hasta donde termina el valor
'coef = coeficiente que multiplica el valor
'cada = sub-periodos que se multiplicara el coeficiente
'valor = valor a considerarse en el flujo de fondos
'valores = lista de valores a considerarse en el flujo de fondos
'valor1 = valor inicial en input2 (para el análisis de sensibilidad)
'i = para utilizarse en los "for" y "loops"
'j = para utilizarse en los "for" y "loops"
'k = variable lógica para utilizar en código
'l = variable lógica para utilizar en código
'm = variable lógica para utilizar en código
'j1 = columna que está leyendo/escribiendo hoja de Excel input1
'i1 = fila que está leyendo/escribiendo hoja de Excel input1
'j2 = columna que está leyendo/escribiendo hoja de Excel input2
'i2 = fila que está leyendo/escribiendo hoja de Excel input2
'j3 = columna que está leyendo/escribiendo hoja de Excel Results
'i3 = fila que está leyendo/escribiendo hoja de Excel results
'i4 = fila que está leyendo/escribiendo hoja de Excel results2
'j4 = columna que está leyendo/escribiendo hoja de Excel results2
'i5 = i2 en el análisis de sensibilidad
'j5 = j2 en el análisis de sensibilidad
'i6 = i1 en el análisis de sensibilidad
'j6 = j1 en el análisis de sensibilidad
'nomb = nombre referente al que es la anualidad
'anum = número de elementos en el flujo d fondos (cuantas columnas input2)

Dim anom, mar, coef, nomb, sennom As String

Dim i, j, k, l, m, n, z, i1, j1, j2, i2, i3, j3, i4, j4, i5, j5, i6, j6,
valor1, divmar, anum, perio, divperio, div, divmax, signo, desde, hasta, cada
As Integer

Dim valor, valores As Long

Sub todo()

Call inicio
```

```

Call calculos_1

Call irr

End Sub

Sub inicio()

'Limpiando todo lo deseado antes de comenzar el programa
Call limpiar

'Para que calcule todo las fórmulas de las celdas de Excel nuevamente
Application.Calculate

'iniciando el lugar de leer input1
i1 = 3
j1 = 2

'iniciando el lugar de leer input2
i2 = 1
j2 = 1

'iniciando el lugar de escribir results
i3 = 1
j3 = 1

'definiendo periodo de análisis
perio = Sheets("Input1").Cells(5, 2)

'buscando la división máxima de anualidad

'definiendo divmax como cero para empezar la búsqueda del valor máximo
divmax = 0

'comparando cada división

Do Until IsEmpty(Sheets("Input1").Cells(i1, j1))

    If Sheets("Input1").Cells(i1 + 1, j1) > divmax Then
        divmax = Sheets("Input1").Cells(i1 + 1, j1)
    End If

    j1 = j1 + 1

Loop

```

```

'Para volver a leer desde el comienzo de la primera anualidad
j1 = 2

'Recordando que los límites del IRR heurístico deben de darse en la misma
anualidad del mar deseado
Sheets("Input1").Cells(19, 3) = Sheets("Input1").Cells(6, 3)
Sheets("Input1").Cells(20, 3) = Sheets("Input1").Cells(6, 3)

'Buscando la división de la anualidad estipulada para el periodo de análisis
Do Until IsEmpty(Sheets("Input1").Cells(i1, j1))

    If Sheets("Input1").Cells(5, 3) = Sheets("Input1").Cells(i1, j1) Then
        divperio = Sheets("Input1").Cells(i1 + 1, j1)
    End If

j1 = j1 + 1

Loop

'Para volver a leer desde el comienzo de la primera anualidad
j1 = 2

'Nombre de la columna de los periodos
Sheets("Results").Cells(i3, j3) = "periodos"

'Escribiendo el número de periodos utilizando la división máxima
j = -1
For i = 1 To divmax * perio \ divperio + 1
    i3 = i3 + 1
    j = j + 1
    Sheets("Results").Cells(i3, j3) = j
Next i

'Para moverse a la próxima columna
j3 = j3 + 3

'Para volver a primer fila deseada
i3 = 1

'Contando cuantos elementos hay en el flujo de fondos (columnas en input2)
Do Until IsEmpty(Sheets("Input2").Cells(i2, j2))
    anum = anum + 1
    j2 = j2 + 1
Loop

```

```

'volviendo j2 a su valor inicial
j2 = 1

Call leyendo_j2

End Sub

Sub leyendo_j2()

'Cambio de columna para seguir leyendo filas
Do Until IsEmpty(Sheets("Input2").Cells(i2, j2))

Call leyendo_i2

'limpiando el valor del coeficiente por si tiene algún valor
coef = Empty
j2 = j2 + 1

Loop

Call escribiendo_2

End Sub

Sub leyendo_i2()

'loop para leer hasta que haya una celda vacía en esa columna
Do Until IsEmpty(Sheets("Input2").Cells(i2, j2))

'condiciones
    'condición de tipo de anualidad

    Call tipo_de_anualidad

'condición de costo o ingreso

    If Sheets("Input2").Cells(i2, j2) = "costo" Then
        signo = -1

    ElseIf Sheets("Input2").Cells(i2, j2) = "ingreso" Then
        signo = 1

'condición del nombre del factor especifico en el flujo de fondo
    ElseIf i2 = 1 Then
        nomb = Sheets("Input2").Cells(i2, j2)

```

```
'condición de desde y hasta cuando se ponen los valores (+2 por el valor del
nombre y periodo cero)
```

```
ElseIf Sheets("Input2").Cells(i2, j2) = "desde" Then
desde = Sheets("Input2").Cells(i2 + 1, j2)
```

```
ElseIf Sheets("Input2").Cells(i2, j2) = "hasta" Then
hasta = Sheets("Input2").Cells(i2 + 1, j2)
```

```
'condición de valor deseado para el flujo de fondos
```

```
ElseIf Sheets("Input2").Cells(i2, j2) = "valor" Then
valor = Sheets("Input2").Cells(i2 + 1, j2)
```

```
'condición de coeficiente a multiplicarse
```

```
ElseIf Sheets("Input2").Cells(i2, j2) = "coef" Then
coef = Sheets("Input2").Cells(i2 + 1, j2)
```

```
'condición de cada cuanto el coeficiente se multiplica
```

```
ElseIf Sheets("Input2").Cells(i2, j2) = "cada" Then
cada = Sheets("Input2").Cells(i2 + 1, j2)
```

```
End If
```

```
'Para poder ir a la próxima fila
```

```
i2 = i2 + 1
```

```
Loop
```

```
'Para poder empezar en la próxima columna en la fila 1
```

```
i2 = 1
```

```
'Para poder crear flujo de Fondos de la información dada en esta columna
```

```
Call escribiendo_1
```

```
End Sub
```

```
Sub escribiendo_1()
```

```
'nombre del factor en el flujo de fondo
Sheets("Results").Cells(i3, j3) = nomb
```

```
'para el caso particular que "desde" sea igual a cero
If desde = 0 Then
```

```

        Sheets("Results").Cells(i3 + 1, j3) = valor * signo
        desde = 1
End If

'definiendo la posición inicial del flujo de fondos según su definición
usando variable desde

'para el caso de que la anualidad madre sea igual a la anualidad activa

If divmax = div Then

    i3 = i3 + desde * divmax \ div

    'para el caso de que divmax sea diferente de div
    Else
        i3 = i3 + (desde - 1) * divmax \ div + 1

End If

'escribiendo anualidad desde a hasta
z = 1
For i = desde To hasta

'Escribiendo la posición de la fila incrementando por una unidad de la
anualidad activa
    i3 = i3 + 1 * divmax \ div

'para el caso que no haya un coeficiente multiplicando
    If IsEmpty(coef) Then
        Sheets("Results").Cells(i3, j3) = valor * signo
'para el caso que haya un coeficiente multiplicando
    Else
'estableciendo la función de cada cuanto el coeficiente se aplica
        If ((i - 1) / cada) = z Then
            z = z + 1
        End If
'función para el coeficiente
        Sheets("Results").Cells(i3, j3) = valor * signo + valor * signo * (z - 1)
* (coef)
    End If
Next i

'Para moverse a la próxima columna
j3 = j3 + 1

'Para volver a primer fila deseada
i3 = 1

```



```

End Sub
Sub tipo_de_anualidad()

'Guardando el nombre de la anualidad y su división según lo estipulado en
input1 y input2
Do Until IsEmpty(Sheets("Input1").Cells(i1, j1))

    If Sheets("Input2").Cells(i2, j2) = Sheets("Input1").Cells(i1, j1) Then
        anom = Sheets("Input1").Cells(i1, j1)
        div = Sheets("Input1").Cells(i1 + 1, j1)
    End If

    j1 = j1 + 1

Loop

'Para volver a leer desde el comienzo de la primera anualidad
j1 = 2

End Sub

Sub escribiendo_2()
'escribiendo el nombre de flujo de fondos
Sheets("Results").Cells(i3, j3 + 2 - j3) = "NPV"

'escribiendo el nombre del flujo de fondo
Sheets("Results").Cells(i3, j3 + 3 - j3) = "Cash flow"

'Escribiendo el número de periodos utilizando la división máxima

    For i = 1 To divmax * perio \ divperio + 1
        i3 = i3 + 1
        Sheets("Results").Cells(i3, j3 + 3 - j3) = "=sum(" &
Range(Sheets("Results").Cells(i3, j3 + 4 - j3), Sheets("Results").Cells(i3,
j3 - 1)).Address(False, False) & ")"
    Next i
End Sub

Sub calculos_1()

'Definiendo el MARR deseado para el valor neto presente contemplando Interés
compuesto
Do Until IsEmpty(Sheets("Input1").Cells(i1, j1))

    If Sheets("Input1").Cells(6, 3) = Sheets("Input1").Cells(i1, j1) Then

        'calculando el interés compuesto usando la división entre divmax y la
división en la que está el interés nominal

```

```

        mar = ((1 + Sheets("Input1").Cells(6, 2)) ^
(Sheets("Input1").Cells(i1 + 1, j1) / divmax)) - 1

        Sheets("Input1").Cells(9, 2) = mar

        'grabando la división del MAR deseado para futuras conversiones

        divmar = Sheets("Input1").Cells(i1 + 1, j1)

    End If

    'Escribiendo la anualidad del interés efectivo
    If divmax = Sheets("Input1").Cells(i1 + 1, j1) Then
        Sheets("Input1").Cells(9, 3) = Sheets("Input1").Cells(i1, j1)

    End If

    j1 = j1 + 1

Loop

'Para volver a leer desde el comienzo de la primera anualidad
j1 = 2

'Haciendo el cálculo de valor neto presente de cada periodo

'definiendo i3 como 1 otra vez
i3 = 1

For i = 1 To divmax * perio \ divperio + 1
    i3 = i3 + 1
    Sheets("Results").Cells(i3, j3 + 2 - j3) = "=" &
Sheets("Results").Cells(i3, j3 + 3 - j3) & "*" & (1 + mar & ")^(-" &
Sheets("Results").Cells(i3, j3 + 1 - j3) & ")"
    Next i

'Para volver a primer fila deseada
i3 = 2

'Escribiendo el cálculo de valor neto presente Excel
Sheets("Input1").Cells(10, 2) = "=" & Sheets("Results").Cells(i3, j3 + 3 - j3)
& "+ npv(" & mar & ",Results!" & Range(Sheets("Results").Cells(i3 + 1, j3 -
j3 + 3), Sheets("Results").Cells(i3 + divmax * perio \ divperio, j3 - j3 +
3)).Address(False, False) & ")"

'Escribiendo el cálculo de Valor neto presente manual
Sheets("Input1").Cells(11, 2) = "=sum(Results!" &
Range(Sheets("Results").Cells(i3, j3 - j3 + 2), Sheets("Results").Cells(i3 +
divmax * perio \ divperio, j3 - j3 + 2)).Address(False, False) & ")"

```

```

End Sub

Sub irr()

'Escribiendo el cálculo de IRR de Excel
Sheets("Input1").Cells(13, 5) = "=irr(Results!" &
Range(Sheets("Results").Cells(i3, j3 - j3 + 3), Sheets("Results").Cells(i3 +
divmax * perio \ divperio, j3 - j3 + 3)).Address(False, False) & ")"
Sheets("Input1").Cells(13, 6) = Sheets("Input1").Cells(9, 3)
    'Conversion al irr deseado segun el marr estipulado
    Sheets("Input1").Cells(13, 2) = ((1 + Sheets("Input1").Cells(13, 5)) ^
(divmax / divmar)) - 1
    Sheets("Input1").Cells(13, 3) = Sheets("Input1").Cells(6, 3)

End Sub

Sub irr_heuristico()
'definiendo las variables i y j como cero para las condiciones de valor > < =
0
i = 0
j = 0
k = 0
l = 0
m = 0

'Definiendo desde, hasta y coef (usándolo para cada cuanto) que IRR se
evaluaría el mar que se desea
desde = ((1 + Sheets("Input1").Cells(19, 2)) ^ (divmar / divmax)) - 1
hasta = ((1 + Sheets("Input1").Cells(20, 2)) ^ (divmar / divmax)) - 1
coef = (hasta - desde) / 10

'Definiendo MARR inicial
mar = hasta + coef

'definiendo i3 como 1 otra vez
    i3 = 1
'Escribiendo el título de la columna de NPV para el IRR heurístico
Sheets("Results").Cells(i3, j3 + 1) = "CashF_Heur"
Sheets("Results").Cells(i3, j3 + 3) = "IRR Heur"
Sheets("Results").Cells(i3, j3 + 4) = "NPV_Heur"

'Haciendo el primer estimado heurístico
Call irr_heuristico2

'Para el caso que exista un cambio de signo se hace un loop de precisión
If k = 1 Then
    Do Until coef < Sheets("Input1").Cells(21, 2)

```

```

'definiendo las variables i y j como cero para las condiciones de valor >
< = 0
    i = 0
    j = 0
    k = 0
    l = 0
    desde = mar - 1 * coef
    hasta = mar + 1 * coef
    coef = (hasta - desde) / 10

'Definiendo MARR inicial
    mar = hasta + coef

    Call irr_heuristico2
Loop
End If

'Para el caso que no se encuentre un cambio de signo en el rango de IRR
estipulado
If mar = desde And IsEmpty(Sheets("Input1").Cells(17, 2)) Then

    Sheets("Input1").Cells(18, 2) = valor

'caso que los NPV sean positivos
    If valores > 0 Then

        If valores < valor Then

            Sheets("Input1").Cells(17, 2) = hasta
            Sheets("Input1").Cells(17, 4) = "mayor"
            Sheets("Input1").Cells(17, 3) = Sheets("Input1").Cells(6, 3)

        ElseIf valor < valores Then

            Sheets("Input1").Cells(17, 2) = desde
            Sheets("Input1").Cells(17, 4) = "menor"
            Sheets("Input1").Cells(17, 3) = Sheets("Input1").Cells(6, 3)

        End If

' Caso que los NPV sean negativos
    ElseIf valores < 0 Then

        If valores < valor Then

```

```

        Sheets("Input1").Cells(17, 2) = desde
        Sheets("Input1").Cells(17, 4) = "menor"
        Sheets("Input1").Cells(17, 3) = Sheets("Input1").Cells(6, 3)

    ElseIf valor < valores Then
        Sheets("Input1").Cells(17, 2) = hasta
        Sheets("Input1").Cells(17, 4) = "mayor"
        Sheets("Input1").Cells(17, 3) = Sheets("Input1").Cells(6, 3)

    End If

End If

End Sub

Sub irr_heuristico2()
'Haciendo el cálculo de IRR heurístico

Do Until k = 1 Or mar = desde

mar = mar - coef

'Para el caso en que coef sea negativo
If coef < 0 Then
    coef = -coef
End If

' Para que no se pase del valor deseado
If mar < desde Then
    mar = desde
End If

'Haciendo el cálculo de valor neto presente de cada periodo

'definiendo i3 como 1 otra vez
i3 = 1

For i = 1 To divmax * perio \ divperio + 1
    i3 = i3 + 1
    Sheets("Results").Cells(i3, j3 + 1) = "= " &
Sheets("Results").Cells(i3, j3 + 3 - j3) & "*" & (1 + mar) & "^(-" &
Sheets("Results").Cells(i3, j3 + 1 - j3) & ")"
Next i

```

```

'Definiendo i3 como 1 otra vez
    i3 = 2

    'Escribiendo el cálculo de Valor neto presente manual
    Sheets("Input1").Cells(18, 3) = "=sum(Results!" &
Range(Sheets("Results").Cells(i3, j3 + 1), Sheets("Results").Cells(i3 +
divmax * perio \ divperio, j3 + 1)).Address(False, False) & ")"
    valor = Sheets("Input1").Cells(18, 3)

    'Escribiendo el MARR y el NPV de cada iteración heurística
    m = m + 1
    Sheets("Results").Cells(i3 + m, j3 + 3) = mar
    Sheets("Results").Cells(i3 + m, j3 + 4) = valor

' Grabando el primer NPV para usarlo en el caso particular de no encontrar un
cambio de signo usando la variable valores para grabar el valor NPV inicial
    If mar = hasta Then
        valores = valor
    End If
'Para el caso que NPV sea demasiado mayor o menor antes de llegar a desde
    If valor > 1E+20 Or valor < -1E+20 Then
        mar = desde
    End If

'condiciones para saber cuándo hubo un cambio de signo

If valor < 0 Then

    l = 1

    If j = 1 Then
        Sheets("Input1").Cells(17, 5) = mar
        Sheets("Input1").Cells(17, 6) = Sheets("Input1").Cells(9, 3)
        Sheets("Input1").Cells(17, 4) = "estimado"
        Sheets("Input1").Cells(18, 2) = valor
        k = 1 ' para terminar el do until

        'Conversión al IRR deseado según el MARR estipulado
        Sheets("Input1").Cells(17, 2) = ((1 + mar) ^ (divmax / divmar)) -
1
        Sheets("Input1").Cells(17, 3) = Sheets("Input1").Cells(6, 3)

    End If

ElseIf valor > 0 Then

    j = 1

    If l = 1 Then

```

```

    Sheets("Input1").Cells(17, 5) = mar
    Sheets("Input1").Cells(17, 6) = Sheets("Input1").Cells(9, 3)
    Sheets("Input1").Cells(17, 4) = "estimado"
    Sheets("Input1").Cells(18, 2) = valor
    k = 1 ' para terminar el do until

    'Conversión al IRR deseado según el MARR estipulado
    Sheets("Input1").Cells(17, 2) = ((1 + mar) ^ (divmax / divmar)) -
1
    Sheets("Input1").Cells(17, 3) = Sheets("Input1").Cells(6, 3)

End If

ElseIf valor = 0 Then

    Sheets("Input1").Cells(17, 5) = mar
    Sheets("Input1").Cells(17, 6) = Sheets("Input1").Cells(9, 3)
    Sheets("Input1").Cells(17, 4) = "estimado"
    Sheets("Input1").Cells(18, 2) = valor
    k = 1 ' para terminar el do until

    'Conversión al IRR deseado según el MARR estipulado
    Sheets("Input1").Cells(17, 2) = ((1 + mar) ^ (divmax / divmar)) -
1
    Sheets("Input1").Cells(17, 3) = Sheets("Input1").Cells(6, 3)

End If

Loop
End Sub

Sub limpiar()
'Limpiar la hoja de results
Sheets("Results").Cells.Clear

'Limpiar celdas de input1 de los resultados

For j = 2 To 6
    For i = 9 To 18
        Sheets("Input1").Cells(i, j).Clear
    Next i
Next j

Sheets("Input1").Cells(19, 3).Clear
Sheets("Input1").Cells(20, 3).Clear

End Sub

```

```

'
'
'
'

Sub sen_analisis()

'Limpiar pasado
Call limpiar

'Limpiar la hoja de results2
Sheets("Results2").Cells.Clear
Worksheets("Results2").ChartObjects.Delete

'Cambiendo cada variable según la posición estipulada

'Definiendo i1 y j1 para leer información de esta posición
    i6 = 26
    j6 = 2
'Definiendo i4 y j4 para escribir tabla
i4 = 1
j4 = 1

'Escribiendo la columna de % en results2
Sheets("Results2").Cells(i4, j4) = "%"

i4 = 2

n = Sheets("Input1").Cells(23, 2) - Sheets("Input1").Cells(25, 2)

Do Until n > Sheets("Input1").Cells(24, 2) - Sheets("Input1").Cells(25, 2)

n = n + Sheets("Input1").Cells(25, 2)

Sheets("Results2").Cells(i4, j4) = n

i4 = i4 + 1

Loop

'Definiendo i4 j4 para la próxima columna
i4 = 1
j4 = 2

'comparando cada posición

Do Until IsEmpty(Sheets("Input1").Cells(i6, j6))
    'Volviendo a la posición de la fila en results2
    i4 = 1

```



```

i5 = Sheets("Input1").Cells(i6 + 1, j6)
j5 = Sheets("Input1").Cells(i6 + 2, j6)

Sheets("Results2").Cells(i4, j4) = Sheets("Input1").Cells(i6 + 3, j6)

If Sheets("Input1").Cells(i6, j6) = "Input2" Then

    valor1 = Sheets("Input2").Cells(i5, j5)

    Call cambio1

    Sheets("Input2").Cells(i5, j5) = valor1

'Para dibujar la tabla de sensibilidad
    Call sen_grafica

ElseIf Sheets("Input1").Cells(i6, j6) = "Input1" Then

    valor1 = Sheets("Input1").Cells(i5, j5)

    Call cambio2

    Sheets("Input1").Cells(i5, j5) = valor1

'Para dibujar la tabla de sensibilidad
    Call sen_grafica

End If

j6 = j6 + 1
j4 = j4 + 2

Loop

End Sub

Sub cambio1()

n = Sheets("Input1").Cells(23, 2) - Sheets("Input1").Cells(25, 2)
'Haciendo el cambio del valor antes de correr el programa

Do Until n > Sheets("Input1").Cells(24, 2) - Sheets("Input1").Cells(25, 2)

n = n + Sheets("Input1").Cells(25, 2)

```

```

Sheets("Input2").Cells(i5, j5) = valor1 * n

Call inicio

Call calculos_1

Call sen_tabla

i4 = i4 + 1

Loop

End Sub

Sub cambio2()
n = Sheets("Input1").Cells(23, 2) - Sheets("Input1").Cells(25, 2)
'Haciendo el cambio de al valor antes de correr el programa

Do Until n > Sheets("Input1").Cells(24, 2) - Sheets("Input1").Cells(25, 2)

n = n + Sheets("Input1").Cells(25, 2)

Sheets("Input1").Cells(i5, j5) = valor1 * n

Call inicio

Call calculos_1

Call sen_tabla

i4 = i4 + 1

Loop
End Sub

Sub sen_tabla()

'escribiendo el nombre de la columna

Sheets("Results2").Cells(i4 + 1, j4) = Sheets("Input1").Cells(11, 2)

Sheets("Results2").Cells(i4 + 1, j4 + 1) = valor1 * n

End Sub

Sub sen_grafica()

```

```

    If j4 = 2 Then
        k = 1
        Sheets("Results2").Select
        ActiveSheet.Shapes.AddChart.Select
        ActiveChart.ChartType = xlLine
        ActiveChart.SetSourceData
        Source:=Sheets("Results2").Range(Sheets("Results2").Cells(2, j4),
        Sheets("Results2").Cells(i4, j4))
        ActiveChart.SeriesCollection(k).XValues =
        Sheets("Results2").Range(Sheets("Results2").Cells(2, 1),
        Sheets("Results2").Cells(i4, 1))
        ActiveChart.SeriesCollection(k).Name = Sheets("Results2").Cells(1, j4)

    ElseIf j4 > 2 Then
        k = k + 1
        Sheets("Results2").Select
        ActiveChart.SeriesCollection.NewSeries
        ActiveChart.SeriesCollection(k).Name = Sheets("Results2").Cells(1, j4)
        ActiveChart.SeriesCollection(k).Values =
        Sheets("Results2").Range(Sheets("Results2").Cells(2, j4),
        Sheets("Results2").Cells(i4, j4))
        End If

End Sub

```

Apéndice 3. Historial de Facturas de Luz para los Casos de Estudio ESG, EEM y ESM

Tabla 23: Historial de Facturas de Luz Recopilado para el Caso ESG

Fecha	Consumo Mensual (kWh/mes)	Días de Consumo	Costo en la Factura (\$)	Costo de Electricidad (\$/kWh)
1/1/2010	1147	31	-	-
2/1/2010	1054	31	-	-
3/1/2010	1372	28	-	-
4/1/2010	1457	31	-	-
5/1/2010	1290	30	-	-
6/1/2010	1519	31	-	-
7/1/2010	1380	30	-	-
8/1/2010	837	31	-	-
9/1/2010	1426	31	-	-
10/1/2010	1170	30	-	-
11/1/2010	1147	31	-	-
12/1/2010	1200	30	-	-
1/7/2011	1620	29	375.67	0.232
2/7/2011	910	32	234.49	0.258
3/7/2011	1310	29	335.89	0.256
4/7/2011	1320	30	351.36	0.266
5/6/2011	1330	32	362.81	0.273
6/7/2011	1200	30	322.09	0.268
7/7/2011	1410	29	373.62	0.265
8/5/2011	790	32	234.14	0.296
9/6/2011	970	30	285.21	0.294
10/6/2011	1570	32	413.66	0.263
11/7/2011	1110	29	298.45	0.269
12/5/2011	1100	31	304.22	0.277
1/9/2012	980	32	295.9	0.302
2/6/2012	1040	30	291.69	0.280
3/6/2012	1040	31	282.54	0.272
4/6/2012	1360	31	421.62	0.310
5/6/2012	880	30	266.85	0.303
6/5/2012	870	30	257.62	0.296
7/5/2012	1460	30	385.25	0.264
8/4/2012	740	30	212.31	0.287
9/3/2012	940	30	259.81	0.276
10/5/2012	1000	31	277.91	0.278
11/5/2012	890	31	236.58	0.266

12/5/2012	940	32	248.27	0.264
1/3/2013	750	29	191.13	0.255
2/4/2013	780	31	231.86	0.297
3/4/2013	850	31	261.97	0.308
4/5/2013	740	28	224.73	0.304

Tabla 24: Historial de las Facturas de Luz Recopilado para el Caso EEM

Fecha	Consumo Mensual (kWh/mes)	Días de Consumo	Costo en la Factura (\$)	Costo de Electricidad (\$/kWh)
3/1/2007	8680	31	-	-
4/1/2007	7316	31	-	-
5/1/2007	8130	30	-	-
6/1/2007	7781	31	-	-
7/1/2007	7620	30	-	-
8/1/2007	1457	31	-	-
9/1/2007	9734	31	-	-
10/1/2007	12000	30	-	-
11/1/2007	12741	31	-	-
12/1/2007	9510	30	-	-
1/1/2008	6572	31	-	-
2/12/2008	10080	29	3238.08	0.321
3/13/2008	10920	32	3217.49	0.295
4/1/2008	10540	19	-	-
5/1/2008	9000	30	-	-
6/1/2008	10230	31	-	-
7/1/2008	9240	30	-	-
8/1/2008	1457	31	-	-
9/1/2008	8680	31	-	-
10/1/2008	9810	30	-	-
11/1/2008	9548	31	-	-
12/1/2008	7620	30	-	-
1/1/2009	5208	31	-	-
2/1/2009	8990	31	-	-
3/1/2009	8848	28	-	-
4/1/2009	10695	31	-	-
5/1/2009	8670	30	-	-
6/1/2009	7595	31	-	-
7/10/2009	5040	29	1562.43	0.310
8/12/2009	5040	33	1572.89	0.312
9/14/2009	12040	30	2933.06	0.244
10/13/2009	9520	27	2395.61	0.252
11/11/2009	13160	31	3290.07	0.250
12/11/2009	11200	32	2898.45	0.259
1/12/2010	5880	31	1952.53	0.332
2/9/2010	9240	28	2602.04	0.282
3/11/2010	12880	32	3489.76	0.271

4/12/2010	10640	31	2911.50	0.274
5/13/2010	11480	31	3110.92	0.271
6/11/2010	8960	30	2631.98	0.294
7/13/2010	9800	29	2621.63	0.268
8/12/2010	1400	32	928.25	0.663
9/13/2010	10920	30	2922.31	0.268
10/13/2010	13440	29	3646.30	0.271
11/12/2010	12320	29	3276.85	0.266
12/13/2010	11480	33	2896.74	0.252
1/14/2011	5880	30	2030.36	0.345
2/10/2011	12600	31	3757.60	0.298
3/11/2011	12880	29	3825.90	0.297
4/12/2011	12880	30	3928.99	0.305
5/12/2011	10640	32	3479.71	0.327
6/13/2011	11480	30	3638.13	0.317
7/12/2011	11760	30	3637.42	0.309
8/11/2011	8680	28	3078.69	0.355
9/12/2011	14840	34	4908.02	0.331
10/11/2011	14280	29	4267.21	0.299
11/10/2011	13720	31	4171.56	0.304
12/8/2011	12880	30	4028.01	0.313
1/12/2012	7280	29	2740.26	0.376
2/9/2012	11760	32	3789.22	0.322
3/12/2012	13440	32	4096.27	0.305
4/10/2012	9520	32	3369.33	0.354
5/10/2012	12040	30	4055.68	0.337
6/27/2012	9800	29	3317.76	0.339
7/9/2012	9800	31	2983.62	0.304
8/7/2012	8120	29	2833.87	0.349
9/9/2012	14012	33	4728.07	0.337
10/8/2012	13095	29	4039.47	0.308
11/8/2012	13358	29	4022.03	0.301
12/7/2012	11480	31	3479.78	0.303
1/9/2013	7560	33	2533.44	0.335
2/6/2013	12880	28	4229.06	0.328
3/7/2013	13160	29	4470.50	0.340
4/8/2013	12600	32	4359.69	0.346

Tabla 25: Historial de Facturas de Luz Recopilado para el Caso ESM

Fecha	Consumo Mensual (kWh/mes)	Días de Consumo	Costo en la Factura (\$)	Costo de Electricidad (\$/kWh)
3/1/2007	9464	28	-	-
4/1/2007	9114	31	-	-
5/1/2007	9900	30	-	-
6/1/2007	8711	31	-	-
7/1/2007	9030	30	-	-
8/1/2007	3503	31	-	-
9/1/2007	10912	31	-	-
10/1/2007	11910	30	-	-
11/1/2007	14570	31	-	-
12/1/2007	10290	30	-	-
1/1/2008	6262	31	-	-
2/12/2008	9888	29	3104.71	0.314
3/13/2008	10959	32	3117.06	0.284
4/1/2008	9176	31	-	-
5/1/2008	8700	30	-	-
6/1/2008	8525	31	-	-
7/1/2008	5700	30	-	-
8/1/2008	3844	31	-	-
9/1/2008	11036	31	-	-
10/1/2008	11040	30	-	-
11/1/2008	10292	31	-	-
12/1/2008	8640	30	-	-
1/1/2009	5270	31	-	-
2/1/2009	8990	31	-	-
3/1/2009	7812	28	-	-
4/1/2009	9951	31	-	-
5/1/2009	7590	30	-	-
6/1/2009	8618	31	-	-
7/10/2009	8240	29	2517.99	0.306
8/12/2009	6592	33	2125.05	0.322
9/14/2009	10959	30	2982.70	0.272
10/13/2009	9476	26	2672.70	0.282
11/11/2009	12113	32	3345.20	0.276
12/11/2009	11618	32	3277.13	0.282
1/12/2010	5850	31	2208.00	0.377
2/8/2010	8487	28	2710.60	0.319
3/11/2010	11289	32	3397.28	0.301

4/8/2010	9311	31	2903.18	0.312
5/13/2010	11206	31	3431.68	0.306
6/11/2010	9888	30	3130.69	0.317
7/13/2010	8817	29	2685.68	0.305
8/12/2010	7004	33	2456.22	0.351
9/13/2010	10959	29	3183.16	0.290
10/13/2010	13019	30	3871.70	0.297
11/12/2010	11454	29	3347.66	0.292
12/13/2010	10630	33	3051.97	0.287
1/14/2011	6592	30	2420.29	0.367
2/10/2011	9641	31	3291.87	0.341
3/11/2011	10382	29	3499.43	0.337
4/12/2011	11124	30	3816.55	0.343
5/12/2011	9064	32	3445.22	0.380
6/13/2011	9806	30	3504.06	0.357
7/12/2011	6180	30	2533.57	0.410
8/11/2011	4779	28	2357.54	0.493
9/12/2011	12113	34	4483.33	0.370
10/11/2011	12278	29	4151.99	0.338
11/10/2011	11454	31	3910.55	0.341
12/18/2011	10300	30	3648.46	0.354
1/12/2012	6262	29	2795.98	0.446
2/9/2012	9806	32	3633.46	0.371
3/12/2012	11124	32	3792.43	0.341
4/10/2012	9640	32	3476.44	0.361
5/10/2012	11288	30	3955.05	0.350
6/8/2012	8652	29	3130.03	0.362
7/9/2012	8652	31	3260.88	0.377
8/7/2012	6839	29	2712.65	0.397
9/6/2012	11970	30	4367.49	0.365
10/5/2012	11562	29	3710.00	0.321
11/8/2012	11793	29	3719.31	0.315
12/7/2012	10411	29	3346.38	0.321
1/9/2013	7910	33	2600.37	0.329
2/6/2013	11124	28	3870.20	0.348
3/7/2013	11536	29	4061.97	0.352
4/8/2013	11206	32	4089.10	0.365

Apéndice 4. Gráficos de Probabilidad Normal para los Casos ESG, EEM y ESM

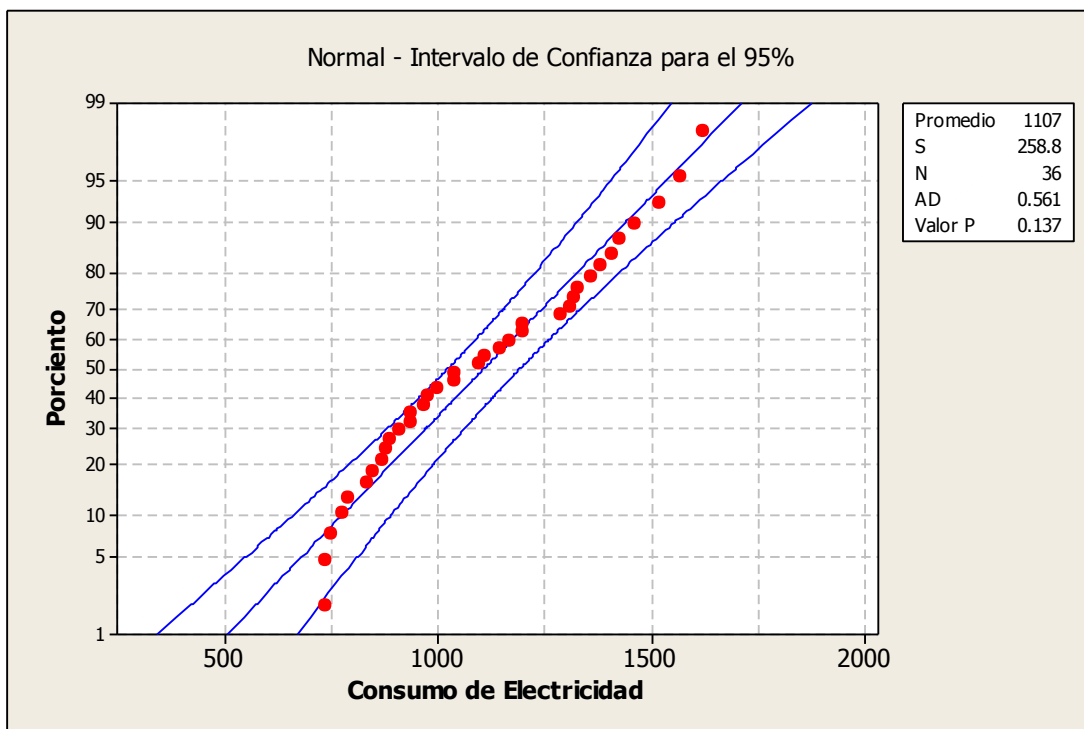


Figura 17: Gráfico de Probabilidad Normal del Consumo Eléctrico para el Caso ESG

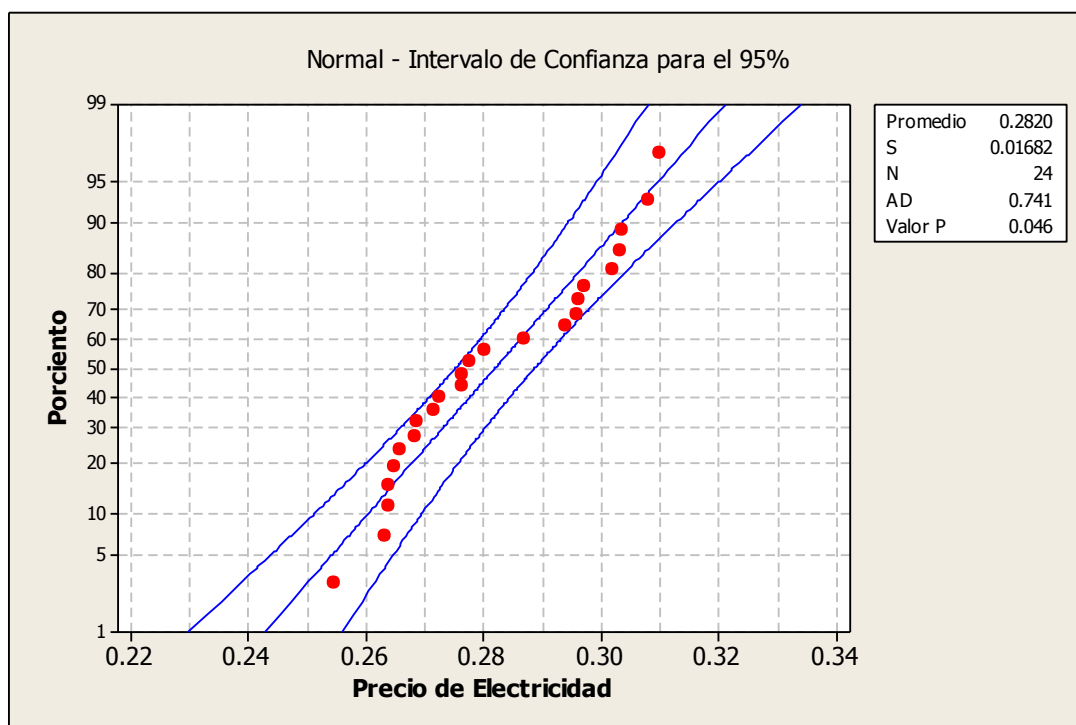


Figura 18: Gráfico de Probabilidad Normal del Precio de Electricidad para el Caso ESG

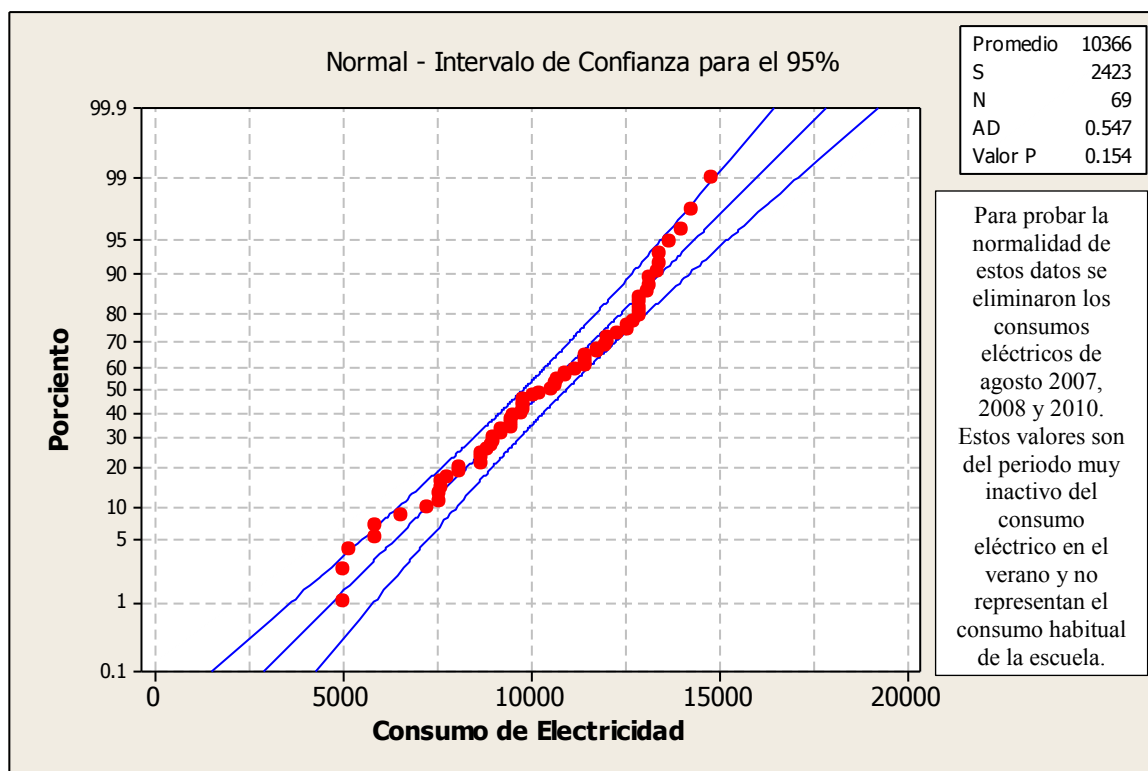


Figura 19: Gráfico de Probabilidad Normal del Consumo Eléctrico para el Caso EEM

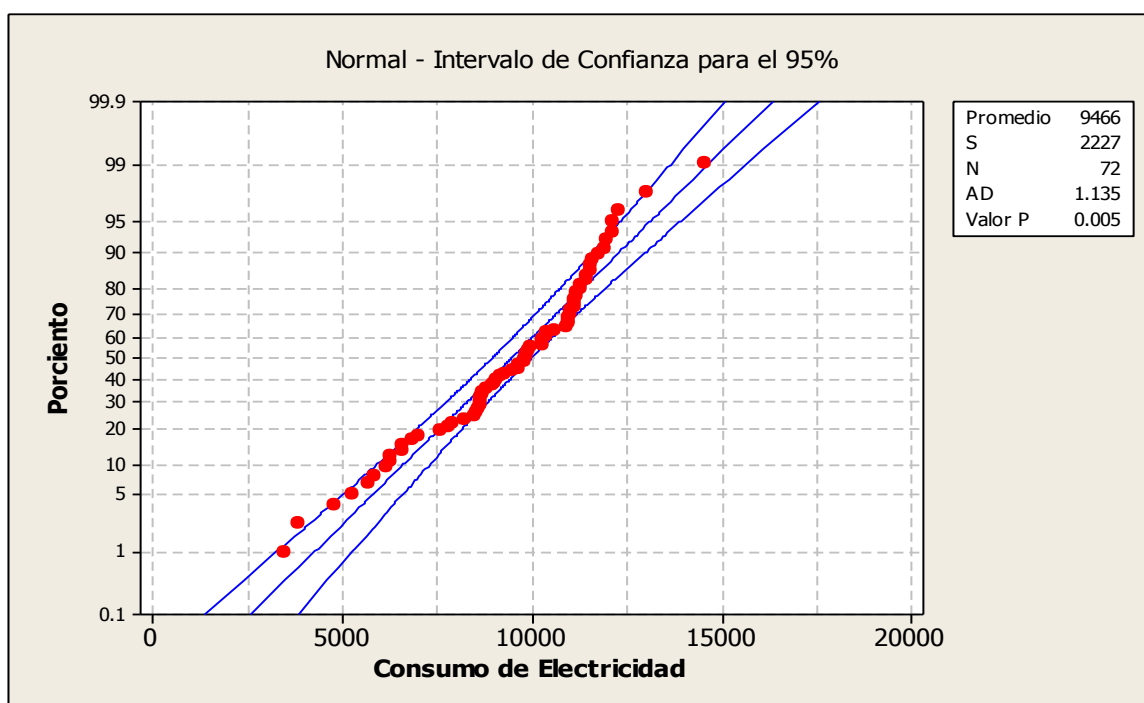


Figura 20: Gráfico de Probabilidad Normal del Consumo Eléctrico para el Caso ESM

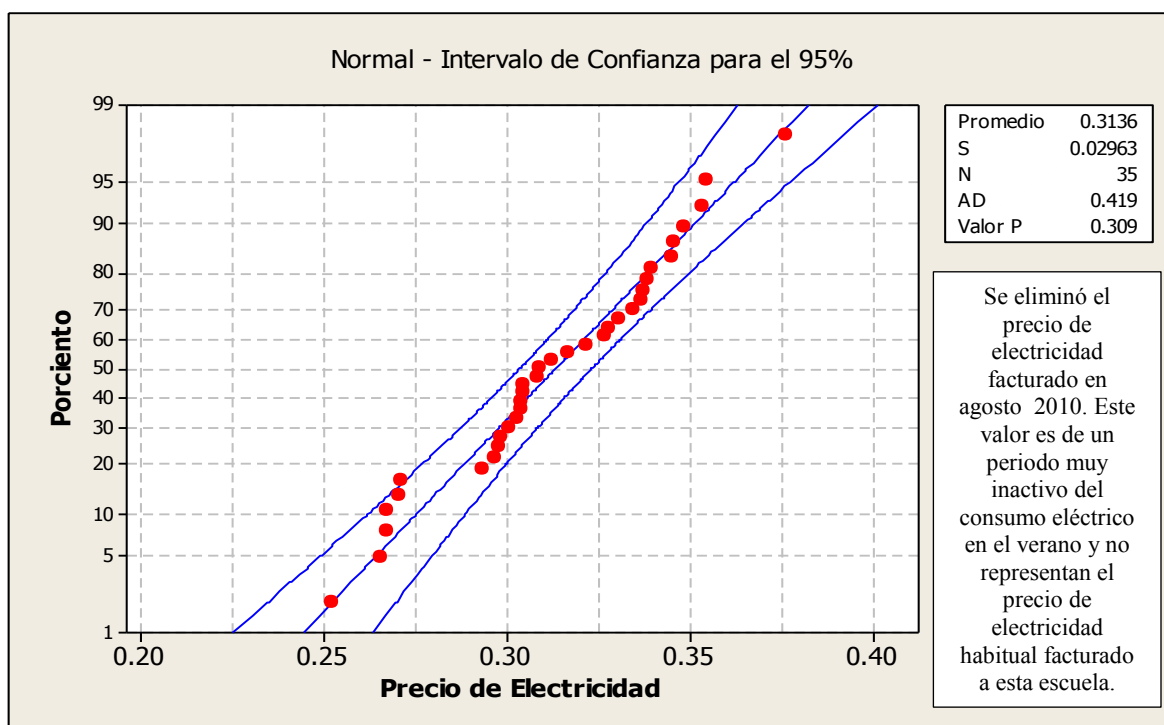


Figura 21: Gráfico de Probabilidad Normal del Precio de Electricidad para el Caso EEM

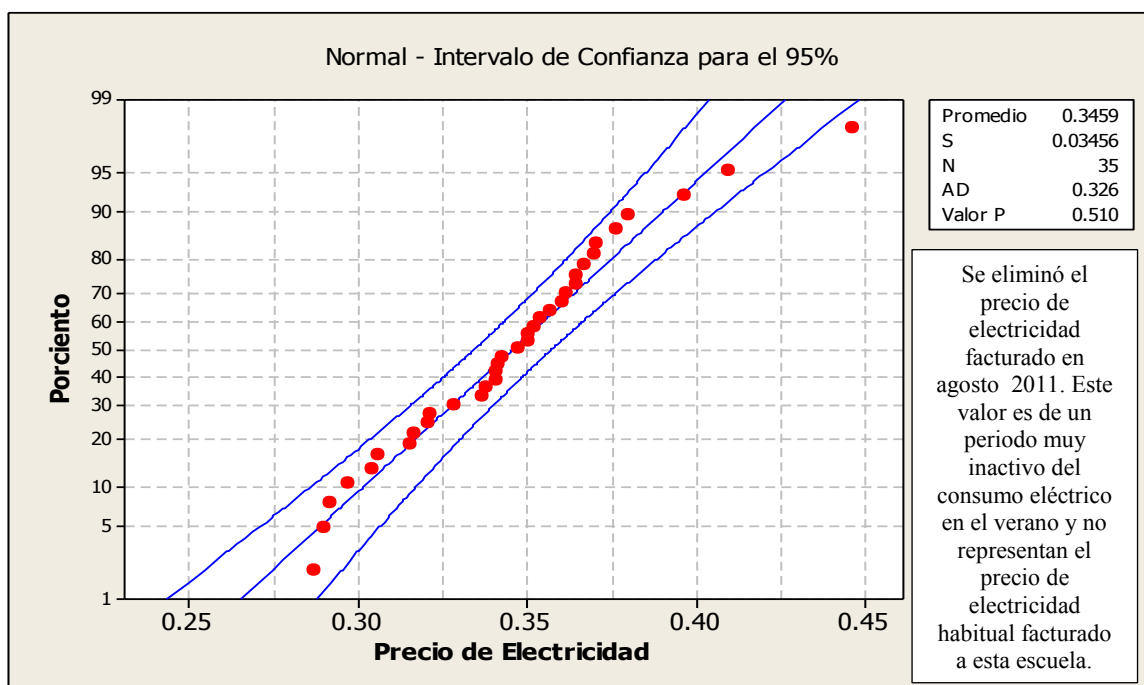


Figura 22: Gráfico de Probabilidad Normal del Precio de Electricidad para el Caso ESM

Apéndice 5. Glosario del Modelo de Programación Lineal para Minimizar la Inversión Inicial

Tabla 26: Glosario de las Variables Utilizadas en la Formulación Propuesta

Variables	Definición
i	Tipo de inversor
j	Numero de inversores
l	Tipo de módulo fotovoltaico
p	Numero de módulos fotovoltaicos conectados en paralelo
s	Numero de módulos fotovoltaicos conectados en serie
M_i	El número de inversores tomados en consideración
N_i	El número máximo de que un tipo inversor se pueden repetir
P_l	El número de módulos fotovoltaicos tomados en consideración
O_i	El número máximo de módulos fotovoltaicos que se pueden conectar en paralelo
Q_i	El número máximo de módulos fotovoltaicos que se pueden conectar en serie
PP_{ijtps}	Variable de decisión binaria, igual a uno cuando el módulo fotovoltaico ' l ' con la conexión de ' p ' módulos en paralelo y ' s ' módulos en serie conectados al inversor ' i ' numero ' j ' es seleccionado
CI_i	Costo del inversor ' i ' (\$)
CP_l	Costo del módulo fotovoltaico ' j ' (\$)
WP_l	Máxima potencia del módulo fotovoltaico ' l ' (W).
IEF_i	Eficiencia del inversor ' i ' (%)
KWD_{max}	Capacidad máxima aceptada para el sistema fotovoltaico (kW)
KWD_{min}	Capacidad mínima aceptada para el sistema fotovoltaico (kW)
KWI_i	Capacidad de potencia del inversor ' i ' (kW)
NEC	Factor de corrección del Código Nacional de Electricidad igual a 1.25 actualmente.
VP_{max_l}	Voltaje máximo del módulo fotovoltaico ' l ' (V)
VPS_{max_l}	Voltaje máximo en una conexión en serie del módulo fotovoltaico ' l ' establecida por su fabricante (V)
VP_{min_l}	Voltaje mínimo del módulo fotovoltaico ' l ' (V)
VI_{max_i}	Voltaje máximo de entrada del inversor ' i ' (V)
VI_{min_i}	Voltaje mínimo de entrada del inversor ' i ' (V)
IP_{max_l}	Corriente máxima del módulo fotovoltaico ' l ' (A)
II_{max_i}	Corriente máxima de entrada del inversor ' i ' (A)
II_{Emax_i}	Corriente máxima de entrada en la caja de reagrupación del inversor ' i ' (A)
INE_i	Número de entradas en la caja de reagrupación del inversor ' i '
PA_l	Ancho del módulo fotovoltaico ' l ' (in)
PL_l	Largo del módulo fotovoltaico ' l ' (in)
IA_i	Ancho del inversor ' i ' (in)
IL_i	Largo del inversor ' i ' (in)
$APOR$	Factor de corrección de posible espacio ocupado (%)
AD	Área disponible para instalar el sistema fotovoltaico (sq. ft.)
PPP_l	Peso del módulo fotovoltaico ' l ' (lbs.)
IP_i	Peso del inversor ' i ' (lbs.)
$PPOR$	Factor de corrección de posible peso adicional (lbs.)
PD	Máximo peso posible se desea poner en la estructura (lbs.)

Apéndice 6. Programación en Lingo del Modelo de Programación Lineal para Minimizar la Inversión Inicial

```

set echoin 1
model:
data:
IN = @ole(); PN = @ole(); INmax = @ole();
PNpmax = @ole(); PNsmx = @ole();
end data
sets:
!i;
itipo/1..IN/:CI,VImax,VImin,IImax,INE,IIEmax,KWI,IEF,IA,IL,IP;
!j;
inum/1..INmax/;
!l;
ptipo/1..PN/:CP,VPmax,VPmin,VPSmax,IPmax,WP,PA,PL,PPP;
!p;
para/1..PNpmax/;
!s;
serie/1..PNsmx/;
!PP(ijlps)... etc;
panel(itipo,inum,ptipo,para,serie):PP;
end sets
!Función objetivo;
min =
@sum(itipo(i):@sum(inum(j):@sum(ptipo(l):@sum(para(p):@sum(serie(s):CI(i)*PP(
i,j,l,p,s))))))
+
@sum(itipo(i):@sum(inum(j):@sum(ptipo(l):@sum(para(p):@sum(serie(s):CP(l)*p*s
*PP(i,j,l,p,s))))));

!Capacidad del sistema deseado;
@sum(itipo(i):@sum(inum(j):@sum(ptipo(l):@sum(para(p):@sum(serie(s):WP(l)*p*s
*PP(i,j,l,p,s)*IEF(i)))))) >=1000*KWDmin;
@sum(itipo(i):@sum(inum(j):@sum(ptipo(l):@sum(para(p):@sum(serie(s):WP(l)*p*s
*PP(i,j,l,p,s)*IEF(i)))))) <=1000*KWDmax;

!Capacidad manejable por inversor;
@for(itipo(i):@for(inum(j):@for(ptipo(l):@for(para(p):@for(serie(s):WP(l)*p*s
*PP(i,j,l,p,s) <= 1000*KWI(i)*PP(i,j,l,p,s))))));

!Rango de voltaje Permitido;
!Voltaje máximo por el tipo de inversor;
@for(itipo(i):@for(inum(j):@for(ptipo(l):@for(para(p):@for(serie(s):VPmax(l)*
s*PP(i,j,l,p,s)*1.25 <= VImax(i)*PP(i,j,l,p,s))))));
!Voltaje máximo por el tipo de modulo;
@for(itipo(i):@for(inum(j):@for(ptipo(l):@for(para(p):@for(serie(s):VPmax(l)*
s*PP(i,j,l,p,s) <= VPSmax(l)*PP(i,j,l,p,s))))));
!Voltaje mínimo por el tipo de inversor;
@for(itipo(i):@for(inum(j):@for(ptipo(l):@for(para(p):@for(serie(s):VPmin(l)*
s*PP(i,j,l,p,s) >= VImin(i)*PP(i,j,l,p,s))))));

!Rango de Corriente permitido incluyendo numero de entradas;
!Corriente máxima permitida por el inversor;

```

```

@for(itipo(i):@for(inum(j):@for(ptipo(l):@for(para(p):@for(serie(s):IPmax(l)*
p*PP(i,j,l,p,s)*1.25 <= IImax(i)*PP(i,j,l,p,s)))));
!Corriente máxima permitida por entradas del inversor;
@for(itipo(i):@for(inum(j):@for(ptipo(l):@for(para(p):@for(serie(s):IPmax(l)*
PP(i,j,l,p,s)*1.25 <= IIEmax(i)*PP(i,j,l,p,s)))));
!Numero máximo de módulos en paralelo si el inversor tiene un bus de entradas
integrado;
@for(itipo(i):@for(inum(j)|INE(i)#GE#2:@for(ptipo(l):@for(para(p):@for(serie(
s):p*PP(i,j,l,p,s)<=INE(i)*PP(i,j,l,p,s)))));

!Área Disponible;
@sum(itipo(i):@sum(inum(j):@sum(ptipo(l):@sum(para(p):@sum(serie(s):PA(l)*PL(
l)*p*s*PP(i,j,l,p,s)*(1+APOR)/144))))
+
@sum(itipo(i):@sum(inum(j):@sum(ptipo(l):@sum(para(p):@sum(serie(s):IA(i)*IL(
i)*PP(i,j,l,p,s)*(1+APOR)/144))))<= AD;

!Máximo Peso Posible;
@sum(itipo(i):@sum(inum(j):@sum(ptipo(l):@sum(para(p):@sum(serie(s):PPP(l)*p*
s*PP(i,j,l,p,s)*(1+PPOR))))
+
@sum(itipo(i):@sum(inum(j):@sum(ptipo(l):@sum(para(p):@sum(serie(s):IP(i)*PP(
i,j,l,p,s)*(1+PPOR))))<= PD;

!Variables binarias;
@for(itipo(i):@for(inum(j):@for(ptipo(l):@for(para(p):@for(serie(s):@bin(PP(i
,j,l,p,s))))));

!Restricciones y ecuaciones para interpretar mejor los resultados;
!Para leer la función objetivo;
@sum(itipo(i):@sum(inum(j):@sum(ptipo(l):@sum(para(p):@sum(serie(s):CI(i)*PP(
i,j,l,p,s))))
+
@sum(itipo(i):@sum(inum(j):@sum(ptipo(l):@sum(para(p):@sum(serie(s):CP(l)*p*s
*PP(i,j,l,p,s))))= CT;

!Para leer la capacidad del sistema;
@sum(itipo(i):@sum(inum(j):@sum(ptipo(l):@sum(para(p):@sum(serie(s):WP(l)*p*s
*PP(i,j,l,p,s)*IEF(i))))/1000=CS;

!Para leer el área ocupada;
@sum(itipo(i):@sum(inum(j):@sum(ptipo(l):@sum(para(p):@sum(serie(s):PA(l)*PL(
l)*p*s*PP(i,j,l,p,s)*(1+APOR)/144))))
+
@sum(itipo(i):@sum(inum(j):@sum(ptipo(l):@sum(para(p):@sum(serie(s):IA(i)*IL(
i)*PP(i,j,l,p,s)*(1+APOR)/144))))=AO;

!Para leer el Peso del sistema;
@sum(itipo(i):@sum(inum(j):@sum(ptipo(l):@sum(para(p):@sum(serie(s):PPP(l)*p*
s*PP(i,j,l,p,s)*(1+PPOR))))
+
@sum(itipo(i):@sum(inum(j):@sum(ptipo(l):@sum(para(p):@sum(serie(s):IP(i)*PP(
i,j,l,p,s)*(1+PPOR))))= PS;

!Para Leer la cantidad total de inversores;
@sum(itipo(i):@sum(inum(j):@sum(ptipo(l):@sum(para(p):@sum(serie(s):PP(i,j,l,
p,s))))=CCI;

```

```

!Para leer la cantidad total de modulos;
@sum(itipo(i):@sum(inum(j):@sum(ptipo(l):@sum(para(p):@sum(serie(s):p*s*PP(i,
j,l,p,s))))))= CCP;

!Para que escoja en orden el número de inversor j seleccionado;
@for(itipo(i):@for(inum(j):@for(ptipo(l):@for(para(p):@for(serie(s)|j#GE#2:PP
(i,j-1,l,p,s)>= PP(i,j,l,p,s))))));

data:
!Data general del usuario;
KWDmin=@ole();
KWDmax=@ole();
AD=@ole();
APOR=@ole();
PD=@ole();
PPOR=@ole();

!Data de inversores;
CI=@ole();
VImax=@ole();
VImin=@ole();
IImax=@ole();
INE=@ole();
IImax=@ole();
KWI=@ole();
IEF=@ole();
IA=@ole();
IL=@ole();
IP=@ole();

!Data de módulos;
CP=@ole();
VPmax=@ole();
VPmin=@ole();
VPSmax=@ole();
IPmax=@ole();
WP=@ole();
PA=@ole();
PL=@ole();
PPP=@ole();

!Resultados;
@ole()= PP;
@ole()= CT;
@ole()= CS;
@ole()= AO;
@ole()= PS;
@ole()= CCI;
@ole()= CCP;

end data
end
terse
go
quit

```


Apéndice 7. Programación en VBA Excel para la interface entre Lingo y Excel del Modelo de Programación Lineal para Minimizar la Inversión Inicial

```

Dim LINGO As Object
Dim iErr, i1, i2, i, ii, j1, j, jj, l, ll, p, pp, s, ss, x As Integer

Sub LINGOSolve()

Call limpiar

Set LINGO = CreateObject("LINGO.Document.4")
iErr = LINGO.RunScriptRange("MODEL")

'Notación de errores automáticos de Lingo

' Possible Error codes from RunScriptRange:
' 0 NO_ERR,
' 1 ERR_INVALID_INPUT,
' 2 ERR_UNUSED,
' 3 ERR_UNABLE_TO_OPEN_LOG_FILE,
' 4 ERR_NULL_SCRIPT,
' 5 ERR_INVALID_ARRAY_FORMAT,
' 6 ERR_INVALID_ARRAY_DIMENSION,
' 7 ERR_INVALID_ARRAY_BOUNDS,
' 8 ERR_UNABLE_TO_LOCK_DATA,
' 9 ERR_UNABLE_TO_ALLOCATE_MEMORY,
'10 ERR_UNABLE_TO_CONFIGURE_SCRIPT_READER,
'11 ERR_LINGO_IS_BUSY,
'12 ERR_OLE_EXCEPTION,
'13 ERR_UNABLE_TO_INITIALIZE_EXCEL,
'14 ERR_UNABLE_TO_READ_EXCEL_RANGE,
'15 ERR_UNABLE_TO_FIND_EXCEL_RANGE,

If (iErr > 0) Then
MsgBox ("Unable to solve model")
ElseIf (iErr = 0) Then
Call resultados
End If

End Sub

Sub limpiar()

'Limpiar los resultados de la hoja de información general;
Worksheets("Informacion General").Range("B11:B16").ClearContents
Worksheets("Informacion General").Range("d12:S100").ClearContents

'limpiar la hoja de Interpretación de los Resultados IR;
Worksheets("IR").Range("a:f").ClearContents

End Sub

Sub resultados()

'Buscando los valores de ijlp;
ii = Sheets("Informacion General").Cells(19, 2)

```

```

jj = Sheets("Informacion General").Cells(21, 2)
ll = Sheets("Informacion General").Cells(20, 2)
pp = Sheets("Informacion General").Cells(22, 2)
ss = Sheets("Informacion General").Cells(23, 2)

'Crear tabla de resultados en IR;

'Definir il como 1 de forma inicial;
il = 1
i2 = 0
For i = 1 To ii
For j = 1 To jj
For l = 1 To ll
For p = 1 To pp
For s = 1 To ss

'Si se activa una respuesta =1
If Sheets("Model").Cells(il, 6) = 1 Then

    i2 = i2 + 1
    'Escribiendo el número del inversor
    Sheets("Informacion General").Cells(11 + i2, 4) = i2

    'Comparando el AD de la hoja de Excel de inversores con el i activo
    For x = 2 To ii + 1
        If Sheets("Inversores").Cells(x, 1) = i Then
            'Escribiendo en la hoja de resultados las especificaciones del
inversor;
            Worksheets("Inversores").Range("A" & x & ":F" & x).Copy
Destination:=Worksheets("Informacion General").Range("E" & (11 + i2) & ":J" &
(11 + i2))
            End If
        Next x
    'Comparando el AD de la hoja de Módulos con el l Activo
    For x = 2 To ll + 1
        If Sheets("Inversores").Cells(x, 1) = 1 Then
            'Escribo en la hoja de resultados las especificaciones del Módulo;
            Worksheets("Modulos").Range("A" & x & ":F" & x).Copy
Destination:=Worksheets("Informacion General").Range("K" & (11 + i2) & ":P" &
(11 + i2))
            End If
        Next x

    'Escribiendo las cantidades en paralelo, serie y el número total de los
módulos
    Sheets("Informacion General").Cells(11 + i2, 17) = p
    Sheets("Informacion General").Cells(11 + i2, 18) = s
    Sheets("Informacion General").Cells(11 + i2, 19) = p * s
End If
il = il + 1
Next s
Next p
Next l
Next j
Next i

End Sub

```

Apéndice 8. Lista de Inversores y Módulos Fotovoltaicos Utilizado en la Validación del Modelo de Programación Lineal para Minimizar la Inversión Inicial

Tabla 27: Lista de Inversores Utilizados para la Validación del Modelo de Programación Lineal Propuesto

Marca	Fronius Inverters	Fronius Inverters	Fronius Inverters	Solectria	Solectria	Advanced Energy	Advanced Energy	Advanced Energy
Modelo	IG Plus 12.0-3 WYE277	IG Plus 10.0-1-1 UNI	IG Plus 5.0-1 UNI	PVI 15kW-208VAC	PVI 13kW-208	PVP 2000	PVP3000	PVP4800
Numeración	2934975	2923491	2934855	2115208	2113208	2938215	2938215	2938215
Precio (\$)	6068	5328	3254	10328	9849	1800	2390	3179
Potencia (kW)	12	10	5	15	13.2	2	3	4.8
Eficiencia (%)	0.96	0.95	0.95	0.95	0.945	0.92	0.935	0.96
Vmax (V)	500	500	500	380	380	450	450	450
Vmin (V)	330	230	230	225	225	115	170	200
Imax (A)	56.1	46.7	23.4	68	60	17.5	18	24
Vmax (V) del Manufacturero	600	600	600	475	475	500	500	500
Entratas	6	6	6	1	1	3	3	3
Imax Por Entrada	20	20	20	68	60	10	10	10
Ancho (in)	17.1	17.1	17.1	26	26	15.63	15.63	18.1
Largo (in)	9.6	9.6	9.6	34.5	34.5	8.25	8.25	8.63
Altura (in)	48.1	48.1	36.4	13.6	13.6	30.38	30.38	35
Peso (lbs)	108	108	83	398	376	92.5	106.5	162

Tabla 28: Lista de Módulos Fotovoltaicos Utilizados para la Validación del Modelo de Programación Lineal Propuesto

Marca	Helios Solar Works	ET Solar	Astronergy	Sharp	ET Solar	Eopllly	Solarland	Astronergy
Modelo	6T 260 (Black on Black)	ET-P660245B 245 Watt	CHSM 6612P-290	ND-240QCJ	P672300 WB 300 Watt	EP125M /72-190	SLP100-12	CHSM 6610P 250 Watt
Numeración	1077260	1972458	1977290	1157006	1972460	1136190	9433236	1970250
Precio (\$)	343	248	370	330	295	233	235	265
Potencia (W)	260	245	290	240	300	190	100	250
Vmax (V)	37.73	37.27	44.9	37.5	44.72	44.83	21.5	38.19
Vmin (V)	30.84	30.14	35.68	29.3	35.86	36.11	17.4	30.3
Imax (A)	8.9	8.73	8.94	8.75	8.62	5.749	6.36	8.65
Vmax (V) del Manufacturero	1000	600	1000	600	600	1000	1000	1000
Ancho (in)	38.98	39.06	39.13	39.1	39.06	31.81	26.57	39.13
Largo (in)	66.14	64.57	77.01	64.6	77.01	62.2	48.98	64.04
Peso (lbs)	49.8	42.59	51.7	41.9	50.82	33.07	22.93	44

Bibliografía

Bourdoucen, H., & Gastl, A. (2008). Tuning of PV Array Layout Configurations for Maximum Power Delivery. *International Journal of Electrical and Computer Engineering*, 777-783.

Esram, T., & Chapman, P. L. (2007). Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques. *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, 439-449.

Administración de Asuntos Energéticos de Puerto Rico. (2013). *Tier 1 Reference Guide*. Recuperado el 17 de julio de 2013, de Green Energy Fund: www.prgef.com/TierOneInfo.aspx

AES Puerto Rico. (11 de octubre de 1994). Power Purchase and Operating Agreement Between AES Puerto Rico L. P. and Puerto Rico Electric Power Authority. Puerto Rico.

Alvarado, G. E. (19 de agosto de 2013). Ahorro que se lleva el viento. *El Nuevo Día*, págs. 26-28.

Atipo-Ambrose, P. (2009). How is Risk Allocated in Power Purchase Agreements? The Case of Uganda's Power Market Structure and the Bujagali Power Purchase Agreement. 9-17. Africa del Este: Universidad del Dundee.

Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico. (2008). *Conozca el Programa de Medicción Neta*. Recuperado el 23 de diciembre de 2012, de AEE: www.aeepr.com/DOCS/Folletos/MedicionNeta.pdf

Canada, J. R., Sullivan, W. G., & White, J. A. (2005). *Capital Investment Analysis for Engineering and Management*. (3. Edition, Ed.) Michigan: Pearson Prentice Hall.

Chapra, S. C. (2009). *Introduction to VBA for Excel*. Medford: Prentice Hall.

Cheema, C. D. (2005). *Operations Research*. New Delhi: Laxmi Publications.

Chin, C. S. (2011). Optimization of Partially Shaded PV Array using Fuzzy MPPT. *Humanities, Science and Engineering Research*, 481-486.

Christensen, J. (junio de 2012). Solar Power Purchase Agreement: City of Sacramento. Sacramento, California, Estados Unidos: United States Environmental Protection Agency.

Coddington, M. H., Aabakken, J., & Margolis, R. M. (2008). *Utility-Interconnected Photovoltaic Systems: Evaluating the Rationale for the Utility-Accessible External Disconnect Switch*. Columbus: National Renewable Energy Laboratory.

Cooler Planet. (2012). *Solar Power Calculator*. Recuperado el 8 de enero de 2013, de American Solar Energy Society: <http://www.findsolar.com>

Cory, K., Canavan, B., & Koenig, R. (agosto de 2009). Power Purchase Agreement Checklist for State and Local Governments. *Fact Sheet Series on Financing Renewable Energy Projects*, 2-11. Golden, Colorado, Estados Unidos: National Renewable Energy Laboratory.

Cruz, O. (2012). Autoridad de Energía Eléctrica: Plan Estratégico 2012. *Convención Asociación de Industriales* (págs. 2-9). San Juan: Autoridad de Energía Eléctrica.

Darghouth, N. R., Barbose, G., & Wiser, R. (2011). The impact of rate design and net metering on the bill savings from distributed PV for residential customers in California. 29(9), 5243-5253.

DSIRE. (2013). *Glossary: Rules, Regulations & Policies: Net Metering*. Recuperado el 19 de enero de 2013, de Database of State Incentives for Renewables & Efficiency: <http://www.dsireusa.org>

Durán-Gómez, J. L. (2008). Power conditioning structures and schemes for alternative renewable resource technologies. *Power Electronics Congress* (págs. xix - xxvii). Morelos: IEEE International.

Ecoeléctrica. (31 de octubre de 1997). Power Purchase and Operating Agreement between Ecoelectrica L. P. and Puerto Rico Electric Power Authority. Puerto Rico.

Enbar, N., & Key, T. (julio de 2010). A Survey of Current Knowledge and Practices. *Addressing Solar Photovoltaic Operations and Maintenance Challenges*, 7-10. Electric Power Research Institute.

Energy Efficiency & Renewable Energy. (2010). *2009 U.S. States Clean Energy Data Book*. Golden: Energy Efficiency & Renewable Energy.

EPA. (julio de 2008). *EPA's Green Power Partnership: Renewable Energy Certificates*. Washington D.C.: Environmental Protection Agency.

Google. (2013). *gmap-pedometer*. Recuperado el 15 de junio de 2013, de www.gmap-pedometer.com

Irizarry, A. A. (2006). *Energía eléctrica en Puerto Rico: generación, transmisión y conservación*. Recuperado el 22 de diciembre de 2012, de ACEER: http://aceer.uprm.edu/pdfs/pres_airizarry.pdf

Irizarry, A. A., Colucci, J. A., & O'Neill, E. (2008). *Archivable Renewable Energy Targets For Puerto Rico's Renewable Energy Portfolio Standard*. Mayaguez: Administración de Asuntos Energéticos de Puerto Rico.

Irizarry, C. (24 de febrero de 2011). Programa piloto de préstamos verdes en Caguas. *El Nuevo Periodico Directo de Caguas*, págs. 9-11.

Jenkins, G. P., & Lim, H. B. (1999). *An Integrated Analysis of a Power Purchase Agreement*. Kingston: Harvard Inst. for Internat. Development.

Knapp, K. E., & Jester, T. L. (2000). An Empirical Perspective on the Energy Payback Time for Photovoltaic Modules. *Solar 2000 Conference* (págs. 1-6). Wisconsin: American Solar Energy Society.

Kollins, K., & Pratson, L. (5 de diciembre de 2008). Solar PV Financing: Potential Legal Challenges to the Third Party PPA Model. 7-35. Durham, North Carolina, Estados Unidos: Universidad de Duke.

Ley de Flexibilidad Administrativa y Reglamentaria para el Pequeño Negocio, P. de la C. 3038, Ley 454 (Asamblea Legislativa 28 de diciembre de 2000).

Lindo Systems. (2013). *Lingo: The modeling Language and Optimizer*. Chicago: Lindo Systems INC.

Liong, S. J. (2008). Foreign Investment in Electric Power Generation Around the Globe: A Study of Nine Countries. Madrid, España: Universidad Pontificia Comillas.

Logan, T., Shah, C., & Robinson, G. (julio de 2011). Quick Guide: Power Purchase Agreements. 1-2. Colorado, Estados Unidos: Federal Energy Management Program.

Logan, T., Shah, C., & Robinson, G. (2013). *On-Site Renewable Power Purchase Agreements*. Recuperado el 2 de febrero de 2013, de Federal Energy Management Program: <http://www1.eere.energy.gov>

Maehlum, M. A. (13 de noviembre de 2012). *Solar Cell Efficiency World Record Set By Sharp - 44.4*. Recuperado el 27 de noviembre de 2013, de CleanTechnica: <http://cleantechnica.com/>

Marino, J. (25 de abril de 2013). Borrego Solar has three projects in the works for early 2014. *Caribbean Business*, 41, pág. 15.

Morales Plaza, J. I., & Pérez Íñigo, J. M. (2011). *Análisis de los Factores Clave Para la Inversión en Proyectos de Energías Renovables: El caso Termosolar: La Transición de un Modelo económico "Energivoro" a un Modelo Económico Sostenible*. Madrid: Universidad Complutense de Madrid.

National Fire Protection Association. (2008). *National Electrical Code*. Quincy: An International Codes and Standards Organization.

New Mexico Suntower. (17 de octubre de 2008). Solar Energy Purchase Power Agreement Between New Mexico Suntower LLC and El Paso Electric Company. Nuevo Mexico, Estados Unidos.

Newnan, D. G., Eschenbach, T. G., & Lavelle, J. P. (2012). *Engineering Economic Analysis*. Oxford, New York: Oxford University Press.

Ortiz, E., O'Neill, E., & Irizarry, A. A. (2012). *Streamlined and Standardized Permitting and Interconnection Processes for Rooftop PV in Puerto Rico*. San Juan: Universidad de Puerto Rico.

Patrick, F., Keun-Hyo, Y., & Il-Woon, K. (2004). Japanese Target Costing: A Historical Perspective. *International Journal of Strategic Cost Management*(14), 10-19.

Perlin, J. (1999). *From Space to Earth: The Story of Solar Electricity*. Ann Arbor, Michigan: aatec publications.

Power Optimizer. (2012). *WHY THE POWER OPTIMIZER?* Recuperado el 17 de febrero de 2013, de Power Optimizer: <http://poweroptimizer.com>

Provincial Electricity Authority/Metropolitan Electricity Authority. (2006). Model Power Purchase Agreement for the Purchase of Power from a Very Small Power Producer. Tailandia: EGAT.

RealDealDocs. (2012). *Power Purchase Agreements*. Recuperado el 22 de diciembre de 2012, de RealDealDocs From America's Top Law Firms: <http://realdealdocs.com>

Shah, C. (febrero de 2011). Power Purchase Agreements. 4-48. Colorado, Estados Unidos: Federal Energy Management Program.

Skoultschi, B. (18 de abril de 2012). Large Scale Photovoltaic Solar Energy Systems. Baltimore, Maryland: IEEE & IAS Industrial Application Society.

Solar Magic. (septiembre de 2010). *Solar Magic Power Optimizer*. Recuperado el 21 de febrero de 2013, de Solar Magic: <http://www.solarmagic.com>

SRECTrade. (2012). *SREC Market Monitor*. Recuperado el 28 de diciembre de 2012, de SREC Trade: <http://www.srectrade.com>

Tata Power. (2011). Standard Power Purchase Agreement for Procurement of Power for Medium Term. India: Tata Power Company Ltd.

Teodorescu, R., Liserre, M., & Rodriguez, P. (2011). Photovoltaic Inverter Structures. *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems*, 5-29.

The National Transmission and Despatch Company Limited. (2002). Standardized Power Purchase Agreement: Imported Coal. Pakistan: NTDC.

The World Bank Group. (octubre de 2008). *Regulatory Review of Power Purchase Agreements: A Proposed Benchmarking Methodology*. Energy Sector Management Assistance Program. Washington D.C: The World Bank Group.

Tioga Energy. (diciembre de 2008). Case of Study: City of Santa Barbara. Santa Barbara, California, Estados Unidos: Sustainable Power Group.

Tioga Energy. (octubre de 2011). Case Study: City of Dinuba Waste Water Treatment Plant. Dinuba, California, Estados Unidos: Sustainable Power Group.

Tioga Energy. (2013). *About Tioga*. Obtenido de Tioga Energy: <http://www.tiogaenergy.com>

Uddin, M. K., & Martinez-Lastra, J. L. (2011). Assembly Line Balancing and Sequencing. *Assembly Line - Theory and Practice*, 13-37.

Wheal, R., Fulford, D., Wheldon, A., & Oldach, R. (2004). Photovoltaics (PV) in social housing. *International Journal of Ambient Energy*, 25(1), 12-18.

Wholesale Solar. (2013). *Solar Panels - Inverters - Complete Systems*. Recuperado el 14 de abril de 2013, de Wholesale Solar: <http://www.wholesalesolar.com>