Análisis Técnico-Financiero de la Generación Distribuida en la CNFL

Dirección Sectorial de Energía
Ministerio de Ambiente y Energía
2015

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
UNIVERSIDAD DE COSTA RICA

Análisis Técnico-Financiero de la Generación Distribuida en la CNFL

Coordinador:
Ing. Gustavo Valverde, PhD

Investigadores Asociados:
Ing. Jose D. Lara, MSc
Ing. Adolfo Lobo, MBA
Ing. José D. Rojas, PhD

Investigadores Asistentes:
Ing. Andrés Arguello
Ing. Catherine Montiel

Análisis Técnico-Financiero de la Generación Distribuida en la CNFL

Este estudio ha sido financiado por la Fundación Costa Rica -Estados Unidos de América para la Cooperación (CRUSA). El proyecto fue realizado por la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Costa Rica (UCR), bajo la supervisión de la Dirección Sectorial de Energía, con la colaboración de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A. y el Instituto Costarricense de Electricidad. Su contenido es responsabilidad exclusiva de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la UCR y en ningún caso debe considerarse que refleja los puntos de vista de CRUSA.

RESUMEN

El presente documento es el informe final que resume los resultados reportados en seis informes parciales entregados a la Dirección Sectorial de Energía y el Ministerio de Ambiente y Energía durante los meses de abril hasta setiembre 2015. Las actividades principales de la consultoría consistieron de:

1. **Analizar el PPGD del ICE y los programas realizados por la CNFL que contemplan el autoconsumo dentro de su modelo de negocio, con el fin de determinar la línea base técnica para esta consultoría.**
   - Determinar las principales fuentes de energía utilizadas para la Generación Distribuida (GD)
   - Características de tecnologías y costos.
   - Barreras técnicas, empresariales, y comerciales de los clientes para introducir estos sistemas.
   - Impactos detectados por las áreas técnicas de las empresas causados por la interconexión a la red de los sistemas GD.
   - Impactos financieros detectados por causa de los programas de GD en las empresas.
   - Describir los programas de recaudación por la venta de equipos de eficiencia energética y energía renovable de la CNFL y analizar su posible implementación masiva para sistemas de GD.
   - Determinar y recomendar los mecanismos utilizados para el monitoreo tanto para los sistemas de producción de energía con GD cómo para el los efectos en la red de distribución.
2. **Analizar la situación de los programas de GD en las empresas municipales y cooperativas.**
   - Analizar experiencias de proyectos actuales e impacto en la red.
   - Identificar posibles necesidades o estudios adicionales en las redes de distribución de esas empresas.
   - Especificar las características generales para cada una de las empresas
   - Identificar la disponibilidad de programas y capacidad técnica de las empresas para estudiar redes eléctricas que contengan clientes con GD.
   - Determinar la existencia de programas de GD.

- Analizar posibles propuestas de implementación según requerimientos de AR-NT-POASEN.
- Determinar barreras técnicas y financieras manifestadas por estas empresas.

3. **Analizar el potencial mercado de sistemas de GD de la CNFL de acuerdo a las características de los clientes y su ubicación geográfica.**
   - Determinar las capacidades instaladas máximas de generación para cada tipo de cliente R, C e I de acuerdo a su ubicación geográfica y de un circuito de distribución típico.
   - Determinar los horarios de producción de energía y potencia por parte de la GD de sistemas típicos.
   - Estimar la demanda máxima de sistemas de GD por tipo de cliente de acuerdo a sus capacidades adquisitivas y de consumo.
   - Estimar el potencial máximo de producción energética como resultado del uso masivo de sistemas de GD.
4. **Determinar el efecto financiero sobre la CNFL por tipo de cliente de los programa de GD.**
   - Analizar los costos de compra de la CNFL al ICE y de producción propia de CNFL en energía y potencia por periodos horarios y estacionales.
   - Analizar las tarifas de venta de energía de la CNFL a los diferentes sectores de consumo frente a las posibles entregas de los auto generadores.
   - Estimar los costos administrativos y operativos asociados a la implementación de programas de GD.
   - Estimar el beneficio financiero de reducir pérdidas debido a las menores distancias de transporte de energía producida por la GD, ya que se produce en el sitio.
   - Estimar y comparar los ingresos dejados de percibir respecto a los egresos de la compras de energía y potencia.
5. **Elaborar un plan de acción para la implementación masiva de programas de GD en la CNFL.**
   - Proponer una estrategia para superar las barreras técnicas y financieras detectadas.

- Identificar posibles necesidades o estudios adicionales en las redes de distribución
- Proponer los mecanismos para el monitoreo tanto para los sistemas de producción de energía con GD cómo para los efectos en la red de distribución.
- Proponer a la luz del POASEN, una idea de tarifa de acceso.

Resumen de hallazgos y resultados

Capítulo 2

La generación eléctrica distribuida está constituida por las unidades de generación instaladas directamente en las redes de distribución. Esta generación incluye unidades de pocos kW hasta varios MW, y no se limita al esquema de generación para autoconsumo.

Las principales fuentes de energía utilizadas para la generación distribuida son la energía solar, eólica, hidroeléctrica, biomasa, los combustibles fósiles y el hidrógeno. Sin embargo, para efectos de políticas públicas, la tecnología de generación distribuida se puede limitar a aquellas que aprovechen las fuentes de energía limpia únicamente (solar, eólico, biomasa, celdas de combustible). El resultado de experiencias costarricenses sobre generación distribuida para autoconsumo como el Plan Piloto del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y los registros de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) reflejan que el potencial más alto a nivel nacional es la tecnología fotovoltaica.

Se encontró que debido al nivel actual de penetración de generación distribuida y a la ausencia de sistemas de monitoreo, el ICE y la CNFL no han detectado impactos de la generación distribuida para autoconsumo en las redes eléctricas y tampoco han cuantificado el impacto financiero producto de la reducción de ventas.

En cuanto a las necesidades de monitoreo de sistemas de generación distribuida se encontró que no hay necesidad de monitorear los sistemas de pequeña escala, únicamente su producción en kWh. Para sistemas de 250 kVA o más, la normativa nacional e internacional sí solicita equipos de monitoreo de las variables eléctricas del generador. El operador de la red puede registrar el status, potencia activa y reactiva de salida, así como la producción de energía en kWh.

Es importante, sin embargo, que las compañías de distribución tengan un registro actualizado de la localización y capacidad de los generadores para autoconsumo. Estos registros serán insumos importantes para detectar zonas de alta penetración de generación distribuida, y tomar decisiones de realizar estudios de impacto en circuitos

o ramales específicos, o instalar equipos de monitoreo de calidad de la energía en la zona de interés.

La producción energética de los sistemas de generación para autoconsumo tipo fotovoltaico y eólico dependen principalmente de las condiciones metereológicas del sitio donde son instalados. De acuerdo a mediciones de irradiación en el Valle Central de Costa Rica, obtenidos del proveedor SolarGIS, la producción de los sistemas fotovoltaicos es relativamente uniforme a lo largo del año, cercano a los 115 kWh/mes por cada kW instalado. Los mejores meses de producción solar son diciembre, enero, febrero y marzo mientras que los meses de menor producción coinciden con los meses de la época lluviosa.

En el caso de generación eólica se determinó que la producción de energía en el área metropolitana es muy pobre según mediciones reales de velocidad de viento facilitados por el Instituto Meteorológico Nacional (IMN) de Costa Rica. De acuerdo a las curvas de potencia-velocidad de micro aerogeneradores para autoconsumo, la energía mensual promedio producida por generadores eólicos rondaría los 50 kWh o menos por cada kW instalado, esto es menos de la mitad de su equivalente fotovoltaico.

Capítulo 3

En el informe también se repasaron los resultados del Plan Piloto del ICE y el programa de recaudación de la CNFL. Estas iniciativas, particularmente el plan piloto, reflejan que el sector residencial está muy interesado en instalar sistemas de generación para autoconsumo, a pesar que las mejores opciones de financiamiento en este campo están dirigidas a empresas e instituciones. Entre los beneficios del plan piloto se destaca la diversificación de fuentes renovables de energía, creación del mercado de equipos de generación distribuida e instaladores, además de que se incentivó la inversión privada en temática energética. El proyecto impulsado por el ICE logró cumplir la cuota de potencia instalada de manera exitosa.

En el caso de las distribuidoras municipales y cooperativas, antes de que se pusiera en vigencia la norma AR-NT-POASEN, no existió ningún tipo de programa formal parecido al Plan Piloto del ICE o las iniciativas de la CNFL. Sin embargo, algunas empresas permitieron de forma $ad-hoc$ la instalación de sistemas de generación, como ESPH o COOPEGUANACASTE que autorizaron la conexión de varios sistemas distribuidos para autoconsumo.

A pesar del creciente número de sistemas instalados por iniciativa de los abonados, las cooperativas y las empresas municipales poseen interés limitado en la instalación de los sistemas distribuidos. Las empresas están dispuestas a realizar las interconexiones necesarias según lo dispuesto en AR-NT-POASEN, siempre que no afecte los

intereses del resto de clientes, y no se afecten la estabilidad ni el servicio en su red.

Según consultas a las empresas y cooperativas, estas requieren de estudios detallados de sus sistemas en términos técnicos y de costos antes de tener receptividad a este tipo de generación. Se requiere apoyo técnico, entrenamiento y adquisición de herramientas para mejorar la gestión de la red. Ahora bien, debido a la que la adopción de sistemas de generación distribuida ha sido lenta y no todos los abonados en todas las empresas van a tener interés en estos temas, el proceso de adaptación no resulta una barrera para que existan nuevas conexiones.

También se analizaron diferentes barreras que limitan una adopción más amplia de la generación distribuida para autoconsumo. En cuanto a las barreras técnicas, aún está pendiente la capacitación de personal de las empresas para realizar estudios de impacto y efecto de generación distribuida en la red, siendo esta una de las preocupaciones de las empresas eléctricas. Sin embargo, estos efectos podrían presentarse cuando se instalen generadores distribuidos de forma masiva, no coordinada y sin la adecuada planificación y control. Posteriormente se presentaron las barreras comerciales, donde se detectó que los precios de los equipos aún dificultan el acceso de usuarios a esta alternativa tecnológica, particularmente para los abonados residenciales.

Capítulo 4

Se incluyó un análisis de rentabilidad de los sistemas fotovoltaicos para autoconsumo, desde el punto de vista de los abonados, dando énfasis a los clientes de CNFL. El análisis muestra que para una misma potencia nominal instalada, los clientes con consumos más altos logran un retorno de la inversión en menos tiempo debido a la estructura tarifaria vigente en Costa Rica.

Los resultados reflejan que los usuarios residenciales en el área de concesión de CNFL no recuperan la inversión en menos de diez años si la tasa de retorno es 8 %. En el caso de consumos menores a 200 kWh, el tiempo de recuperación de la inversión ronda los 30 años, al menos 5 años por encima de la vida útil de los sistemas fotovoltaicos. Para consumos residenciales muy altos (superior a los 800 kWh) se observan tiempos de recuperación de 12 a 15 años aproximadamente y la TIR llega a un valor máximo del 17,5 % para estos casos.

En conclusión, con las tarifas de costo de acceso a la red e interconexión vigentes y el pliego tarifario actual, las condiciones para la generación distribuida a nivel residencial en el área de concesión de CNFL son poco atractivas para la mayor parte de los abonados. Las condiciones son más favorables en el caso de los abonados del ICE, sin embargo, no lo suficiente para esperar una adopción realmente masiva.

En Tarifa General (TG) de CNFL, para consumos mayores a 2000 kWh/mes es posible conseguir un periodo de recuperación ligeramente superior a los quince años. Para el caso del ICE los resultados son algo mejores, con tiempos de recuperación ligeramente superior a los 10 años. De acuerdo a las TIR calculadas (que rondan el 19 %), se podría concluir que para TG en CNFL, sí existen casos en los que instalar sistemas fotovoltaicos sí se puede considerar como una opción atractiva.

En el caso de la Tarifa Media Tensión (TMT), los resultados indican que para clientes de CNFL y el ICE no se obtienen tiempos de recuperación menores a diez años, independientemente del nivel de consumo. Ahora bien, a diferencia del caso residencial, para la tarifa TMT, la TIR sí se puede considerar relativamente alta, con valores superiores al 19 % y 22 %, en CNFL y el ICE respectivamente.

La rentabilidad de los sistemas fotovoltaicos es poco sensible a parámetros como errores de estimación en la generación de energía y tasa de corte. Sin embargo, se presentó una gran sensibilidad respecto al aumento en la tarifa de electricidad, porcentaje de financiamiento y, en el caso de TG, la hora a la que ocurre la demanda máxima.

Los resultados obtenidos en el estudio, aunque no se reportan en este informe final, demuestran que debido a las tarifas vigentes de ICE, ESPH y COOPESANTOS, los abonados de estas distribuidoras verán más atractivo instalar sistemas fotovoltaicos comparado a abonados en otras áreas de concesión con el mismo consumo y el mismo tipo de tarifa (TR, TG o TMT).

Capítulo 5

En materia de estimación de demanda máxima de sistemas de generación distribuida, el estudio se enfoca en sistemas fotovoltaicos pues esta es la tecnología de generación para autoconsumo con mayor potencial dentro del área de servicio de CNFL. Los sistemas hidroeléctricos a filo de agua y biomásicos no se consideraron en el estudio pues dependen exclusivamente de la ubicación, disponibilidad de materia prima y actividad del abonado, asimismo los sistemas de generación eólica presentan niveles de producción muy pobres para ser considerados como una opción rentable para los clientes de CNFL.

Para estimar la demanda máxima de sistemas de generación fotovoltaica, se desarrolló un modelo de asignación de capacidad óptima (que maximiza la rentabilidad del generador), y una probabilidad de instalación a cada uno de los clientes de CNFL. Se estima que, de acuerdo con el modelo de decisión planteado, el 28 % de los clientes de CNFL tienen una probabilidad mayor a cero de instalar un sistema fotovoltaico. Asimismo, se encontró que Escazú, Santa Ana y Curridabat son los cantones con

mayor probabilidad de instalación a nivel residencial mientras que los cantones de Cartago, Heredia y San José presentan la mayor probabilidad de instalación en comercios e industrias. Los resultados se compararon con la información del Índice de Desarrollo Cantonal, dando como conclusión que los cantones con mayor potencial coinciden con aquellos que tienen el mayor índice de bienestar material.

De acuerdo con el estudio probabilístico, la capacidad instalada total esperada en sector residencial varía entre 47 MW y 50 MW, mientras que los clientes con tarifa general se puede esperar una instalación de 89 MW y 105 MW. Los clientes con tarifa preferencial y promocional tendrán una participación muy baja en generación distribuida y en los clientes con tarifa de media tensión se podría esperar una instalación de entre 13 MW y 32 MW.

Además, la energía promedio que se espera sea producida por los clientes potenciales de CNFL ronde los 20 GWh/mes con mayor producción en los meses de diciembre hasta marzo. La energía anual esperada suma 244,9 GWh, representando un 7,4 % de la energía vendida por CNFL en el año 2014. Es importante aclarar que estos resultados no contemplan la restricción del 15 % de demanda máxima del alimentador establecido por ARESEP, sino que contempla el potencial máximo, tal como se solicitó en la propuesta del estudio.

Capítulo 6

El efecto de integración masiva en la CNFL se analizó por medio de una ecuación de impacto financiero, considerando las diferentes tarifas y diferentes niveles de consumo. A partir de las tarifas vigentes en el III trimestre del 2015, se encontró que la instalación de sistemas fotovoltaicos a nivel residencial, comercial e industrial implica una reducción en los ingresos percibidos por CNFL en la mayoría de los casos. Es de rescatar que algunas combinaciones de capacidad instalada y consumo del cliente puede llevar a una ganancia de dinero para la distribuidora. En dicho análisis se consideró el costo de acceso a la red, la contribución en reducción de pérdidas en la red, reducción de compra de energía y potencia al ICE, y reducción en pago por transmisión. Además, para evaluar el impacto en el corto y mediano plazo, se realizaron proyecciones de instalaciones futuras de sistemas fotovoltaicos y se encontró que el impacto depende en gran medida del crecimiento de las tarifas. Por ejemplo, si el costo de electricidad crece un 10 % por año, el impacto de un generador distribuido en CNFL es mucho mayor al caso que la electricidad vaya a crecer a un ritmo del 5 % anual.

Capítulo 7

En este Sección se presenta un estudio de impacto de la incorporación masiva de sistemas de generación distribuida tipo fotovoltaica en un circuito urbano de CNFL. El estudio se realizó con la herramienta de simulación OpenDSS, con datos reales del circuito que fueron proporcionados por la empresa distribuidora.

En el estudio se simularon escenarios (futuros) de alta penetración de generación fotovoltaica para autoconsumo mediante simulaciones de series de flujos de potencia (para considerar variaciones de carga y generación en un mismo día). Los estudios consideran múltiples escenarios que abarcan diferentes combinaciones de localización de sistemas fotovoltaicos y niveles de penetración.

Para cada uno de los escenarios simulados se registraron eventos de sobretensiones, desbalances en la red y sobrecargas en líneas o transformadores, con el objetivo de determinar en qué nivel de penetración, el circuito podría enfrentar problemas por integración masiva de generación distribuida. El estudio no toma en cuenta las restricciones establecidas en AR-NT-POASEN para así tener un mejor panorama de lo que pasaría en la red en ausencia de limitaciones de acceso.

De las pruebas se encontró que hay poca probabilidad de que los sistemas fotovoltaicos incrementen el desbalance en la red, sin importar el nivel de penetración. Por el contrario, se encontró una tendencia de reducción del desbalance en la red. En lo que respecta a pérdidas, se verificó que los generadores para autoconsumo ayudarán a la reducción de pérdidas activas y reactivas del circuito.

También se encontró que los transformadores MT/BT serían los elementos con alguna probabilidad de sobrecargas producto de los sistemas fotovoltaicos, y con menor probabilidad algunas líneas de baja tensión. Las líneas de media y la gran mayoría de líneas de baja tensión no se sobrecargaron en los ensayos realizados porque los calibres de los conductores utilizados actualmente en CNFL son adecuados para soportar la corriente inyectada por los posibles generadores para autoconsumo.

Al analizar el efecto de las tensiones en la red, se encontró que los sistemas fotovoltaicos podrían causar problemas de tensiones altas en circuitos secundarios. En las simulaciones realizadas se encontraron casos donde algunas barras presentaban tensiones superior a 130 V (cuando la tensión nominal debe ser 120 V). Este es un problema que se podría presentar en barrios con una importante concentración de sistemas fotovoltaicos. Estos problemas de tensiones altas se podrían presentar en condiciones de baja demanda (periodo valle) y alta generación, por ejemplo, a las 13:30 horas. En el caso de la red primaria (media tensión), no se encontraron elevaciones de tensión suficiente para ser de preocupación.

Al simular el efecto “sombra” de las nubes, se encontraron variaciones pequeñas en la tensión de barras en media tensión. Sin embargo, al monitorear algunas barras

de baja tensión se encontraron variaciones de 6-10 % debido al paso de la nube.

En general, se encontró que el aumento de tensión en las redes de baja tensión es la principal limitación técnica de la instalación de sistemas de generación para autoconsumo en el circuito *2203 Belen - San Juan*. Por el contrario, el desbalance y las sobrecargas no parecen ser una barrera técnica aún en casos de alta penetración.

Los problemas de sobretensión se identificaron principalmente cuando la capacidad instalada es superior a los 5000 kW. Sin embargo, dependiendo de la concentración de generadores en un área específica, los problemas de tensiones altas se podrían presentar en escenarios de menor penetración (3000 kW por ejemplo), tal como se encontró en el presente estudio.

A pesar que los resultados del presente estudio no se pueden generalizar, se concluye que es importante mantener la restricción en AR-NT-POASEN que indica que la capacidad agregada del micro generador conectado a un transformador debe ser menor o igual a la capacidad del mismo. En ausencia de esta restricción se podrían presentar casos de transformadores sobrecargados, tal como se demostró en el estudio.

Por el contrario, la limitación que establece que la suma de las potencias nominales de generadores distribuidos no debe ser superior al 15 % de la máxima demanda de potencia anual del alimentador no se justifica. Una capacidad instalada muy superior al 15 % puede no causar ningún problema en la red si los sistemas de generación están dispersos en el circuito. Por el contrario, una capacidad inferior al 15 % podría resultar en problemas en la red si los sistemas de generación se concentran en un área particular.

El estudio es el primer esfuerzo en el país por identificar el impacto positivo y negativo de la generación para autoconsumo en un circuito de distribución. El estudio se puede extender para considerar otros efectos no estudiados acá como parpadeo (*flicker*), armónicos y aporte de los generadores a la corriente de cortocircuito.

En la Sección 7.4 se presentan los estudios preliminares, convencionales y especiales que deben realizarse conforme la implementación de sistemas de generación distribuida se vuelva masiva. Estos estudios se basan en el documento IEEE 1547.7-2013 sobre interconexión de sistemas de generación distribuida a la red eléctrica. Muchos de estos estudios pueden ser realizados perfectamente por las empresas distribuidoras, y, aquellas que no estén en capacidad de realizarlos, siempre podrán contar con el apoyo de la Academia para colaborar en crear las bases y las plataformas para llevarlos a cabo. Entre los estudios que se deben realizar se encuentran: simulación de flujos de potencia, estudios de cortocircuito, coordinación de equipos de protección, simulación quasi-estática, simulaciones dinámicas, simulación de transitorios electromagnéticos, estudios de armónicos y parpadeo.

Capítulo 8

La adopción de sistemas de generación distribuida para autoconsumo con una implementación masiva requiere superar varias dificultades, entre ellas, barreras financieras, comerciales y regulatorias, estudios técnicos y sistemas tarifarios. El informe recoge una serie de soluciones a dichas barreras y presenta una propuesta tarifaria para resolver el conflicto con las empresas distribuidoras.

En el caso de las barreras comerciales, es necesario que el Estado genere mecanismos que hagan a la generación distribuida más competitiva económicamente para los usuarios, incentivando la creación de líneas de crédito. En el caso de las barreras regulatorias, el pronunciamiento de la Procuraduría General de la República vino a aclarar el alcance y responsabilidades de MINAE y ARESEP en la actividad de generación para autoconsumo. Sin embargo, sí se considera necesario que ARESEP revise su norma técnica y sistema tarifario para que esté acorde con la Procuraduría y evitar conflictos entre los intereses de usuarios con generación distribuida y las distribuidoras.

Después de analizar algunos modelos tarifarios, quedó claro que para tener un sistema de tarifa justo, es necesario lograr desagregar todos los costos de cada una de las etapas del sistema, de manera que se pueda tasar correctamente tanto los beneficios como los gastos en los que se incurre por la instalación de sistemas de generación distribuida. Se propone que la tarifa por distribución tenga un componente fijo que sirva para pagar los gastos de administrar y operar la red, y una parte variable que depende del consumo y demanda del cliente. En el caso de las tarifas General y Media Tensión, los clientes podrían contratar un pico de demanda con la distribuidora de acuerdo a sus necesidades. En el caso de que estos clientes sobrepasen estos límites, deberán pagar una penalización a la compañía de distribución. Para el caso de los clientes residenciales, este cobro por demanda deberá ser prorrateado entre todos los clientes, de manera que el pico de demanda de todo el sector sea visto como uno solo, para luego distribuir sus costos equitativamente entre todos los clientes.

Cuando un cliente decida instalar un sistema de generación distribuida, el componente por distribución no se verá afectado, puesto que la instalación solamente impacta al componente de energía, por lo tanto, las finanzas de la compañía de distribución no deberían verse afectadas negativamente.

Índice general

Nomenclatura **21**

1. Introducción **23**

2. Aspectos generales de la generación distribuida **26**
2.1. Generación Distribuida 26
2.1.1. Definición General 26
2.1.2. Beneficios de la Generación Distribuida 27
2.1.3. Retos Asociados a la Generación Distribuida 30
2.2. Fuentes y Tecnologías 37
2.2.1. Principales fuentes de energía utilizadas para la generación distribuida 37
2.2.2. Características de tecnologías y costos para la generación distribuida 44
2.3. Horarios de producción de energía y potencia por parte de la GD . . 63
2.3.1. Sistemas fotovoltaicos 63
2.3.2. Sistemas de generación eólica 64
2.3.3. Sistemas de biomasa 67

3. Generación Distribuida en Costa Rica **72**
3.1. Generación Distribuida en el Contexto Costarricense 72
3.1.1. Plan Piloto de Generación Distribuida para Autoconsumo del ICE 2010-2015 72
3.1.2. Directriz 14-MINAET 76
3.1.3. Generación distribuida para autoconsumo en la CNFL 77
3.1.4. AR-NT-POASEN capitulo XII 78
3.1.5. Reglamento Generación Distribuida para Autoconsumo con Fuentes Renovables Modelo de Contratación Medición Neta Sencilla 81

3.2. Situación de los programas de GD en las empresas municipales y cooperativas . . . 82
3.2.1. Programas y experiencias en proyectos de Generación Distribuida e impacto en la red . . . 82
3.2.2. Capacidades de las empresas . . . 85
3.2.3. Necesidades de las empresas . . . 86
3.2.4. Barreras técnicas y financieras . . . 87
3.2.5. Síntesis de respuestas al cuestionario . . . 88
3.3. Costos administrativos y operativos asociados a la implementación de programas de GD . . . 89
3.4. Barreras Nacionales para la Implementación Masiva de la Generación Distribuida en Costa Rica . . . 93
3.4.1. Barreras técnicas . . . 94
3.4.2. Barreras comerciales . . . 94
3.4.3. Barreras regulatorias . . . 94

4. Análisis de rentabilidad desde el punto de vista del cliente 97
4.1. Metodología para evaluar rentabilidad de sistemas fotovoltaicos . . . 97
4.1.1. Estimación de energía y potencia de sistemas fotovoltaicos . . . 98
4.1.2. Parámetros del flujo de caja . . . 98
4.1.3. Variaciones del consumo mensual y demanda máxima de abonados . . . 98
4.1.4. Tarifas de electricidad . . . 100
4.1.5. Costo de sistemas fotovoltaicos . . . 100
4.1.6. Consideraciones de AR-NT-POASEN . . . 100
4.1.7. Otros costos . . . 101
4.2. Análisis económico de generación distribuida fotovoltaica para autoconsumo en la CNFL . . . 102
4.2.1. Tarifa Residencial . . . 102
4.2.2. Tarifa General . . . 104
4.2.3. Tarifa Media Tensión . . . 107

5. Demanda máxima de sistemas de generación distribuida 109
5.1. Demanda máxima de sistemas de GD por tipo de cliente . . . 109
5.1.1. Capacidad óptima de sistema según nivel de consumo . . . 109
5.1.2. Probabilidad de instalación según consumo de clientes . . . 113
5.1.3. Análisis para clientes de la CNFL . . . 114

5.1.4. Estimación de capacidad instalada y producción energética de sistemas fotovoltaicos 130

6. Efecto financiero sobre la CNFL 136

6.1. Metodología 136

6.1.1. Metodología de evaluación de impacto financiero por inclusión masiva de sistemas fotovoltaicos 140

6.2. Predicción del efecto financiero sobre la CNFL 142

6.2.1. Criterio para el año de instalación 142

6.2.2. Resultados para el caso de tarifa residencial 143

6.2.3. Resultados para el caso de tarifa General 145

6.2.4. Resultados para el caso de tarifa Promocional 148

6.2.5. Resultados para el caso de tarifa TMT 150

7. Impacto técnico de la generación distribuida 154

7.1. Beneficio por reducción de pérdidas 154

7.2. Circuito de estudio 159

7.3. Simulaciones 159

7.3.1. Caso base 159

7.3.2. Inclusión masiva de sistemas fotovoltaicos según probabilidad de instalación 168

7.3.3. Efecto de paso de nubes 176

7.3.4. Inclusión aleatoria de sistemas fotovoltaicos 188

7.4. Posibles necesidades o estudios adicionales en las redes de distribución 197

7.4.1. Estudios preliminares 198

7.4.2. Estudios convencionales 199

7.4.3. Estudios especiales 200

8. Propuestas para la implementación masiva 202

8.1. Estrategia para superar las barreras técnicas y financieras detectadas 202

8.1.1. Barreras técnicas 202

8.1.2. Barreras comerciales 202

8.1.3. Barreras regulatorias 203

8.2. Propuestas de acción para incrementar generación distribuida 204

8.3. Cambios tarifarios 204

8.3.1. Tarifa de acceso tipo FIT con excedentes y consumos netos . . 219

8.3.2. Tarifa de distribución bidireccional 221

8.4. Programa de generación distribuida propia 221

8.4.1. CNFL como generador distribuido 221

8.4.2. CNFL como vendedor de sistemas fotovoltaicos 222
8.5. Cambios y/o creación en legislación y reglamentación 222
8.6. Incentivos económicos 223

A. Cuestionario enviado a las empresas distribuidoras 227

B. Ejemplo de aplicación de AR-NT-POASEN para cliente residencial de CNFL 230

Bibliografía 233

Nomenclatura

AyA Acueductos y Alcantarillados

CA Corriente Alterna

CC Corriente Continua

CIGRÉ Conseil International des Grands Réseaux Électriques, Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas

EPRI Electric Power Research Institute, Instituto de Investigación en Energía Eléctrica

GD Generación Distribuida

IEA International Energy Agency, Agencia Internacional de Energía

IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers, Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

MINAE Ministerio de Ambiente y Energía

T6 Tarifa Promocional

TG Tarifa General

TMT Tarifa de Media Tensión

TP Tarifa Preferencial

TR Tarifa residencial

UCR Universidad de Costa Rica

1. Introducción

Los sistemas eléctricos de potencia se han desarrollado bajo una estructura tradicionalmente basada en producción de electricidad a gran escala. La estructura inicia con los grandes centros de generación, seguido por las redes eléctricas de transmisión, que interconectan los centros de generación con los centros de carga, y las redes eléctricas de distribución, donde se coloca y comercializa la energía eléctrica para los clientes finales.

En la arquitectura tradicional el flujo de potencia es "unidireccional" [1], los abonados son agentes pasivos[2] y el parque de generación es operado y controlado de forma centralizada. Desde inicios del siglo XX, este esquema ha sido el estándar en la expansión de los sistemas eléctricos de potencia, y aún hoy se producen réditos de la infraestructura construida décadas atrás.

A pesar del éxito histórico de la producción a gran escala, esta se ha puesto a prueba en los años recientes por restricciones técnicas, económicas, sociales y ambientales. Entre los retos detectados a nivel internacional y que son relevantes para Costa Rica se encuentran:[3]

- Aumento en los costos asociados al desarrollo de proyectos de generación y transmisión.
- Menor aceptación popular a la construcción de infraestructura.
- Incrementos en los requerimientos de manejo ambiental y obtención de permisos para construcción.
- Presión social para reducir las emisiones del sector de generación.
- Retos técnicos en la integración a gran escala de fuentes renovables intermitentes.

---

[1] viajando grandes distancias desde los centros de generación hasta los centros de carga a través de redes de transmisión y distribución

[2] no inyectan energía a la red ni modifican su perfil de consumo en respuesta a un incentivo del proveedor de electricidad

[3] Peças-Lopes y col. 2007.

- Mayor preocupación ante la incertidumbre asociada al cambio climático y su impacto en una matriz dominada por fuentes hidroeléctricas.

Como respuesta a estos retos, a nivel mundial se ha impulsado un modelo de generación que ha estado presente en los sistemas eléctricos por décadas: unidades de generación conectadas directamente en las redes de distribución, i.e. *generación distribuida*.[4] A pesar de no ser un esquema nuevo en los sistemas eléctricos, nunca antes se habían desarrollado políticas y programas formales al respecto, o como una tendencia general. Su integración apropiada, aunada a los esquemas de redes inteligentes, tienen el potencial de solventar estas y otras dificultades, y de proveer soluciones para garantizar el suministro futuro de energía.

El presente informe resume los análisis realizados para determinar los impactos que conlleva la integración de sistemas de generación distribuida particularmente fotovoltaica. Estos impactos se generan debido a los cambios importantes en la cadena de valor de la energía[5]. A pesar de que el análisis está concentrado en sistemas fotovoltaicos, la generación distribuida comprende muchas otras fuentes y posibles tecnologías. En el Capítulo 2 se presentan los detalles y definiciones generales de la generación distribuida, en primera instancia se presentan las definiciones, beneficios y retos asociados con la adopción de este esquema para la generación de energía eléctrica. En esta sección se describen las fuentes de energía y tecnologías más comunes que se utilizan en generación distribuida, hidroeléctrica, solar, eólica, biomasa e hidrógeno.

Costa Rica no ha sido la excepción en la implementación de generación distribuida, el país cuenta desde hace varias décadas con diferentes proyectos de generación distribuida de mediana escala, no así para autoconsumo. En el Capítulo 3 del informe se presentan estas iniciativas y los resultados de estos programas. Se analiza con detalle El Plan Piloto de Generación Distribuida para Autoconsumo del ICE y la norma técnica AR-NT-POASEN. Asimismo, se realiza un análisis cualitativo de las barreras técnicas y financieras que existen para una mayor adopción, incluyendo el punto de vista de las distribuidoras sobre los retos que prevén para ejecutar los programas previstos por la norma AR-NT-POASEN.

En el Capítulo 4 se realiza un análisis de la situación actual para la instalación de sistemas fotovoltaicos desde el punto de vista del consumidor. Utilizando un análisis de flujo de caja se proyecta el beneficio económico que podrían tener los consumidores con la instalación de sistemas fotovoltaicos dependiendo de la tarifa y consumo.

[4] Ackermann, Andersson y Söder 2001.

[5] las compañías de distribución y los propios abonados generan e inyectan energía eléctrica a la red, al tiempo que el trasiego de potencia se vuelve bidireccional

Los análisis consideran las tarifas actuales de compra de energía y tarifa de acceso aprobadas por ARESEP, los resultados obtenidos permiten derivar conclusiones sobre la posibilidad de que un usuario instale el sistema de acuerdo al beneficio económico.

El modelo derivado para el usuario en el Capítulo 4 fue utilizado posteriormente en el Capítulo 5 para estimar la instalación máxima y esperada de sistemas de GD por tipo de cliente de acuerdo a sus capacidades adquisitivas y de consumo. El estudio se enfoca en sistemas fotovoltaicos pues esta es la tecnología de generación para autoconsumo con mayor potencial dentro del área de servicio de CNFL. El método utilizado permite obtener la potencia esperada por cantón y la probabilidad promedio de que se instale el sistema fotovoltaico. Este capítulo obtiene la cantidad total de energía y potencia que se espera obtener durante el año para cada mes para cada una de los grupos tarifarios.

Utilizando las estimaciones de adopción del Capítulo 5, en el Capítulo 6 se determina el impacto económico que puede experimentar la CNFL bajo diferentes escenarios de adopción. El modelo desarrollado considera el consumo de energía y potencia de cada cliente, la capacidad del sistema a instalar, el modelo de producción del sistema fotovoltaico y la tarifa eléctrica correspondiente. En este capítulo se proyectan los ingresos dejados de percibir año con año hasta el 2034 suponiendo un aumento en la capacidad instalada.

En el Capítulo 7 se presentan los resultados de realizar una serie de simulaciones de flujo de potencia con el software de `OpenDSS` de EPRI. La simulación utiliza modelos detallados de los componentes de la red de distribución de CNFL. Los resultados obtenidos permiten analizar el efecto que tiene la instalación de sistemas fotovoltaicos en la tensión de la red, desbalance en la red, reducción de pérdidas y nivel de carga de los componentes.

Finalmente en el Capítulo 8 se detallan las propuestas derivadas de los análisis realizados. Se presentan inicialmente análisis cualitativos de cómo superar las barreras detectadas inicialmente, se considera los cambios introducidos en la legislación por el dictamen de la Procuraduría General de la República (PGR) C-165-2015. Asimismo, se presenta una propuesta de sistema tarifario diseñado para permitir que las empresas de distribución sean compensadas por sus costos de operación sin verse afectadas por disminuciones en el consumo volumétrico de los usuarios. Como último punto se presentan alternativas para reducir las barreras desde el punto de vista financiero e indicaciones de los cambios que se requieren desde el punto de vista regulatorio.

2. Aspectos generales de la generación distribuida

2.1. Generación Distribuida

La Generación Distribuida (GD) ha sido reconceptualizada en los últimos años como una nueva alternativa ante las restricciones ambientales y financieras de los grandes proyectos de generación y transmisión de electricidad. Contrario a los sistemas de generación centralizados y de gran escala, las unidades de generación distribuida usualmente están fuera del plan de despacho del operador de la red y se instalan cerca de los lugares de consumo.

La GD es una opción rápida y relativamente sencilla para aumentar los índices de penetración de fuentes renovables, con gran potencial para servir de herramienta para la reducción de emisiones de CO_2 y ser de gran ayuda en la persecución de las metas relacionadas con el combate al cambio climático.

A pesar de que no hay una única definición sobre generación distribuida, organismos técnicos internacionales como IEA, IEEE, EPRI y CIGRÉ concuerdan en que la generación distribuida se caracteriza por ser sistemas de generación descentralizados, de pequeña a mediana escala, e instalados lo más cerca del lugar de consumo.[1] Estos sistemas de generación, al igual que los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica, forman parte de las conocidas *fuentes de energía distribuidas* o *recursos distribuidos*.

2.1.1. Definición General

La generación distribuida son todas aquellas unidades de generación eléctrica conectados directamente a nivel de la red de distribución. Los equipos de generación pueden estar localizados detrás del medidor de electricidad de un abonado para el autoconsumo o directamente como generadores inyectando a la red.

[1] Ackermann, Andersson y Söder 2001; Lakervi y Holmes 1995.

A partir de la definición anterior, el aspecto más importante para definir generación distribuida se limita a determinar si la energía se genera de forma local en las áreas de consumo o no. Por el contrario, existen otros criterios como el tamaño de las unidades o la fuente primaria de energía que no se deben utilizar para definir si el sistema de generación es distribuido o no.

Aquí resulta importante aclarar el concepto de la generación distribuida para autoconsumo, la cual es una subdivisión de la generación distribuida, y de particular interés en el presente estudio. *La generación distribuida para autoconsumo* se define como la generación distribuida instalada por el abonado, y cuyo fin primordial es satisfacer parcial o totalmente su consumo eléctrico, en el mismo lugar donde se genera la electricidad. Esta generación abarca sistemas con capacidades desde los pocos kW hasta varios MW, según el tipo de abonado (residencial, comercial o industrial).

Otro concepto importante es el de nivel de penetración, la medida con la cuál se mide los niveles de adopción de generación distribuida en el sistema de distribución. Los niveles de penetración se definen de acuerdo a los objetivos propuestos en los programas de generación distribuida y el área en el cuál se quiera calcular. Por ejemplo la penetración puede definirse por ramal, por sección de red o para la red de distribución entera.

2.1.2. Beneficios de la Generación Distribuida

Los beneficios de la generación distribuida han sido ampliamente analizados y discutidos por la IEA,[2] la Union Europea,[3] entre otros. Resulta conveniente para el análisis, clasificar estos beneficios en las áreas económica, social y técnica. Sin embargo, debe reconocerse que entre clasificaciones hay sinergias importantes, conllevando a un beneficio agregado mayor que la suma de los que están siendo puntualizados.

Beneficios económicos

- Menor costo de capital para suplir la demanda energética: Debido a que el esquema de generación distribuida coloca fuentes de generación de pequeña escala cerca de las cargas, y los costos de dicha instalación son asumidos directamente por los usuarios en el caso de sistemas para autoconsumo, el volumen de capital de construir infraestructura de generación se disminuye. De la misma forma, al reducirse la demanda neta en los centros de consumo, se reduce la presión para expandir el sistema de transmisión. Es importante recalcar que

[2] IEA 2002.
[3] L'Abbate y col. 2008.

este beneficio está relacionado únicamente a uno de los servicios del sistema de electricidad, el suministro de energía.

- Se pueden instalar nuevas plantas en menores incrementos: Relacionado con el punto anterior, al requerirse menos infraestructura para la entrega de energía, el desarrollo de nuevos proyectos se enfoca a suplir otros servicios a la red. De tal forma que la expansión del sistema puede realizarse mediante proyectos de menor escala con costos e impactos menores.

- Mejor utilización y extensión de la vida útil de los activos en el sistema de distribución: La instalación de generación cerca de los puntos de carga conlleva un cambio en la cadena de valor de la energía. En las redes de distribución este cambio implica que el uso de los activos también es sujeto a cambios para acomodar los flujos bi-direccionales. Asimismo, el desgaste se reduce puesto que los equipos soportan menores niveles de carga, extendiendo la vida útil en algunos casos.

- Redistribución de los riesgos financieros entre diferentes actores: La reducción en los costos de capital mencionados previamente son transferidos hacia los diferentes agentes que coloquen equipos distribuidos. Al redistribuir los costos entre varios agentes, se reparten de la misma forma los riesgos asociados a la inversión requerida para suplir la demanda.

- Modularidad que permite la movilización de los equipos: La modularidad es una característica intrínseca de los sistemas distribuidos. Al no ser equipos centralizados estos pueden ser movilizados fácilmente cuando se requiera. Quienes realizan una inversión en equipos de generación distribuida para autoconsumo pueden movilizarlos en la mayoría de los casos. [4]

- Permite crear valor mediante la inclusión de nuevos bienes: Al incorporar la capacidad de generar energía en propiedades, centros industriales y de comercio, se añade valor a las operaciones económicas de dichos sitios. Contar servicios locales de energía que no están limitados al suministro central provee a los usuarios cierto grado de independencia. Por ejemplo, en el caso de la salida de operación de un circuito de distribución rural, una finca agropecuaria puede mantener cierta operatividad con energía generada a partir de biogás.

[4] Esta cualidad es limitada en el caso de sistemas hidroeléctricos por encima de ciertos tamaños de potencia.

- Adopción de tecnologías no escalables: Con este modelo se facilita la adaptación de tecnologías que no siempre pueden sacar provecho de las economías de gran escala en nuestro país, debido a que su intensidad en el uso de suelo limita los tamaños que se pueden instalar. Tal es el caso de la producción de energía con residuos o solar. El impacto sobre el uso de suelo de un sitio de generación solar es aproximadamente 5,5 hectáreas/(GWh/año),[5] este requerimiento de espacio puede obtenerse con menor impacto ambiental si se distribuye en los techos de casas, comercios e industrias.

Beneficios sociales

- Fomenta una mayor independencia energética al incorporar principalmente fuentes locales: La generación distribuida a partir de fuentes libres de emisiones y biomasa promueve el suministro de electricidad a partir de recursos locales. Para países como Costa Rica, este beneficio se hace cada vez más relevante en vista de la volatilidad de precios y la situación geopolítica global alrededor de la cadena de suministro de hidrocarburos.

- Menor impacto ambiental y social en la construcción del sistema de suministro de energía: El impacto ambiental, siempre presente en la industria de la generación de electricidad, es más manejable con el esquema distribuido ya que son sistemas que producen impactos en menor escala, fomentando la sostenibilidad en todas las dimensiones.

- Reducción de emisiones cuando se incentiva el uso de fuentes renovables de forma distribuida: Tal como se verá a lo largo del presente informe, globalmente existe un esfuerzo por desarrollar tecnología para generación distribuida que utiliza como fuente primaria energías renovables. Fuentes de energía como la solar, eólica e hidroeléctrica producen cero emisiones en el proceso de transformación de energía de forma que el usuario pude suplir sus necesidades energéticas con menor impacto ambiental.

Beneficios técnicos

- Mejora el perfil de tensión: Permite brindar mejor soporte de tensión en áreas de alta demanda de energía.[6] Además, por medio de mecanismos de control se pueden utilizar para regular la tensión en la red.[7] Obtener todos los beneficios

[5] Ong y col. 2013.
[6] Ochoa, Keane y Harrison 2011.
[7] Valverde y Van Cutsem 2013.

tiene de por medio un gran reto técnico, y esto ha derivado investigaciones que buscan optimizar la operación de los generadores y aportar a la regulación de tensión.

- Menor impacto de la incertidumbre de fuentes renovables debido a la dispersión geográfica: Un mayor número de sistemas dispersos de generación de pequeña escala tiene menor impacto que un menor número de unidades grandes conectados en un mismo circuito o área. Esta afirmación es particularmente cierta para sistemas de generación eólica y fotovoltaica cuya intermitencia de generación se compensa por el efecto agregado de muchos generadores dispersos sobre ámplias áreas geográficas.

- Reducción de pérdidas: La reducción de las pérdidas está relacionada con la disminución en el flujo de potencia que se trasiega por los equipos del sistema de distribución.[8] Al reducirse la cantidad de corriente que fluye por conductores, transformadores y otros equipos, se disminuye en proporción cuadrática las pérdidas por efecto *Joule*.

Los beneficios de la generación distribuida conllevan a una serie de incentivos para su adopción desde varios puntos de vista. Entre los incentivos para la adopción por parte de los usuarios: utilización en edificios impacto cero, desarrollo empresarial en emprendimiento tecnológico, mayor adopción de tecnología Smart Grid, percepción de ahorro en la factura eléctrica.

2.1.3. Retos Asociados a la Generación Distribuida

La adopción del esquema de generación distribuida, a pesar de tener beneficios en diferentes áreas, tiene asociados algunos retos que al día de hoy dificultan su implementación a gran escala. A continuación se presentan los retos técnicos detectados a nivel internacional para su incorporación masiva en las redes de distribución, así como los retos comerciales, financieros y regulatorios detectados a nivel nacional.

Impactos a la red de distribución

Los retos asociados al impacto de la generación distribuida en la red eléctrica se deriva en gran medida del hecho que las redes de distribución se diseñaron para transportar la electricidad desde las subestaciones hasta los usuarios finales, sin inyecciones de energía de por medio. La severidad de los impactos de la generación

[8] Keane y OḾalley 2006; Chiradeja y Ramakumar 2004.

distribuida en la red variará con el nivel de penetración, la localización de los generadores y las características de la red (topología, calibre de conductores, número y tipo de clientes, entre otros).

Aunque la generación distribuida no se limita a fuentes de energía limpia, lo cierto es que la gran mayoría de los sistemas de generación distribuida aprovechan el recurso solar y eólico, ambos intermitentes. Altos niveles de generación en la red de distribución pueden tener como consecuencia los siguientes efectos:[9]

- Incrementos de tensión: la inyección de potencia activa en redes de distribución radiales incrementa los niveles de tensión, particularmente en las colas de los circuitos. Esto puede llevar a sobrepasar los límites permitidos en la normativa de calidad de tensión de suministro, daño a equipo o interrupción del servicio eléctrico.

- Fluctuaciones de tensión: la inyección variable de potencia activa (por fuentes intermitentes), y su efecto inmediato en la tensión de operación, puede provocar aumentos y caídas de la tensión de operación. Esto puede llevar a operaciones más frecuentes de cambiadores de derivación de transformadores bajo carga, de reguladores de tensión y de bancos de capacitores con conexión y desconexión automática. Este efecto se espera en presencia de sistemas de generación distribuida de gran escala.

- Fluctuaciones de flujos de potencia reactiva: causados por la conexión y desconexión automática de bancos de capacitores, cambiadores de derivación bajo carga y reguladores de tensión debido a las fluctuaciones de tensión. Esto puede resultar en incremento de pérdidas en la red y sobrecarga de líneas y transformadores.

- Desbalance de tensión en la red: En caso de muchos sistemas cercanos a los 10 kW y conectados en servicio monofásico, puede provocar desbalances en la red eléctrica, lo cual va en detrimento de la calidad del servicio eléctrico. Desbalance de tensiones trifásicas pueden provocar corrientes circulantes (calentamiento) y dificultades en operación (salidas repentinas) de transformadores y motores trifásicos

- Sobrecarga de equipos: La inyección de potencia por generadores distribuidos pueden reducir la carga en transformadores y secciones de línea. En algunos casos la pérdida súbita de generación o carga puede causar el efecto contrario y sobrecargar a los equipos de transformación y distribución.

[9] IEEE Joint task force on Quadrennial energy review 2014.

- Flujos de potencia inversos: Los flujos de potencia podrían ir desde los circuitos ramales hacia alimentadores principales, o de éstos últimos hacia otros alimentadores o la red de transmisión. Los flujos inversos pueden causar malas operaciones de equipos de regulación de tensión.
- Distorsión armónica: Causado por proliferación de inversores para sistemas fotovoltaicos y eólicos. Esto será importante considerar en presencia de miles de sistemas fotovoltaicos interconectados con la red de distribución.
- Creación de islas eléctricas no intencionadas: Islas no intencionadas se pueden crear cuando secciones de la red de distribución se aíslan de la red, por accionamiento de las protecciones, y los generadores distribuidos de dichas secciones se mantienen alimentado cargas[10] . Dicha condición representaría un peligro para personal de la compañía de distribución en labores de mantenimiento y restauración. Además, se pueden presentar problemas de sincronización cuando se reestablece la conexión de la sección en isla.
- Aumento de corrientes de falla: Los generadores distribuidos tales como generadores síncronos o de inducción, contribuyen con corrientes de falla de 2-4 pu. Los generadores conectados a la red por medio de inversores tienen mucho menor aporte a corrientes de falla, en el orden de 1-2 pu. Es importante revisar si los sistemas de protección tienen capacidad de liberar las nuevas corrientes de falla producto de la contribución de los generadores distribuidos.
- Impacto en coordinación de protecciones: La generación distribuida puede incrementar los tiempos de liberación de falla, reducir de capacidad de detección de fallas de alta impedancia o interferir en la coordinación de protecciones de la red.[11]

Impacto técnico de la generación distribuida para autoconsumo El impacto actual de la generación distribuida para autoconsumo es bajo porque la generación para autoconsumo es usualmente de pequeña escala, el nivel de penetración actual es bajo y los requerimientos de interconexión basado en las normas actuales, como la IEEE 1547, ayudan a mitigar los impactos antes que estos se presenten.[12] A medida que aumente el nivel de penetración, se empezarán a ver los primeros efectos en la red.

[10] *IEEE Std 1547.7, Guide for Conducting Distribution Impact studies for Distributed Resorce Interconnection* 2013.
[11] Janssen 2014.
[12] Veatch 2013.

El mayor problema para monitorear los impactos en la red de la generación distribuida tipo autoconsumo, es que hay pocos sistemas de medición instalados para estos generadores pues no se justifica monitorear generación de pocos kW, cuya variación se oculta dentro de la variación de la carga.

Mecanismos para el monitoreo de producción de energía y efectos en la red

Los generadores distribuidos cuya capacidad no supere los 250 kVA, o las unidades agregadas en un mismo punto de acople común que no superen los 250 kVA, no requieren sistemas de monitoreo según se estipula en la norma IEEE 1547.[13] Las unidades en esta categoría son pequeñas y califican para tarifas de medición neta; simplemente requieren un medidor bidireccional que registre los kWh en ambos sentidos.

Es importante, sin embargo, que las compañías de distribución tengan un registro actualizado de la localización y capacidad de los generadores para autoconsumo. Estos registros serán insumos importantes para detectar zonas de alta penetración de generación distribuida, y tomar decisiones de realizar estudios especiales de impacto en circuitos o ramales específicos, o instalar equipos de monitoreo de calidad de la energía en la zona de interés.

Para sistemas de 250 kVA o más, el estándar IEEE 1547 sí solicita equipos de monitoreo de las variables eléctricas del generador. El operador de la red puede registrar el status, potencia activa y reactiva de salida, así como la producción de energía en kWh. Según el documento guía IEEE 1547.3, los generadores distribuidos entre 250 kVA y 1.5 MVA difícilmente regularán tensión de la red, por lo que en la mayoría de los casos el operador de la red no requerirá mediciones de tensión de operación del generador.

Impacto en las finanzas de las empresas de distribución

El impacto de la generación distribuida para autoconsumo en las finanzas de las empresas de distribución pueden ser categorizados en dos grupos. El primero lo constituyen los cambios relacionados con los cambios en las prácticas operativas requeridas para integrar adecuadamente la generación distribuida y poder capturar sus beneficios. Las empresas requieren adquirir nuevos equipos, software y entrenar al personal en nuevas prácticas operativas.

El segundo está relacionado con el efecto en las finanzas de la empresa debido a la disminución en la re-venta de energía en el sistema de distribución que indirectamente

[13] *IEEE Std 1547, Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems* 2003.

está relacionado con el procedimiento para el establecimiento tarifario. La mayoría de los costos del sistema se recuperan mediante la venta volumétrica de energía. Sin embargo, los costos en su mayoría son costos fijos y por tanto la reducción en ventas conlleva aumento en el costo por unidad de energía suministrado a los clientes.

Cambio en las prácticas operativas Con la incorporación de sistemas de generación distribuida, estas redes se vuelven más dinámicas y difíciles de operar, por lo que es necesario incluir nuevas herramientas de análisis, monitoreo y control que aseguren altos niveles de calidad y confiabilidad del servicio eléctrico. Lograr una mayor integración de generación distribuida requiere no solamente la aplicación de medidas técnicas sino que conlleva a una serie de cambios operativos para las empresas de distribución que pueden tener diferentes efectos sobre sus finanzas. En este estudio no es posible prever su ocurrencia o magnitud, sin embargo es importante reconocerlas cualitativamente.

- Seguridad del personal: El cambio en la dirección del flujo de potencia también implica la existencia de fuentes de tensión en la red aunque los alimentadores estén desconectados aguas arriba. En términos de las operaciones de mantenimiento de la red, esto puede implicar cambios en las prácticas de seguridad de personal puesto que debe asegurarse que el circuito esté totalmente desenergizado.

- Mayor control y monitoreo: Por la forma como actualmente están constituidas las redes de distribución, incluyendo todos sus equipos de monitoreo, control y protección, éstas pueden no estar preparadas para producción masiva de energía en los centros de consumo, y su solución requiere de avances tecnológicos, capacitación de personal y nuevos estudios para planeamiento y operación de la red.

- Cambios en las prácticas de planificación: Los beneficios e impactos a la red también implican cambiar la forma en que se realiza la planificación del sistema. La expansión del sistema y la construcción de nueva obra debe considerar la presencia de generadores distribuidos y así evitar casos de costos hundidos o activos bloqueados.

- Preparar la oferta de nuevos servicios: La generación distribuida, particularmente para autoconsumo, solamente suple los servicios eléctricos de suministro de energía. Otros servicios como estabilidad, balanceo y seguridad deben ser suplidos por la red. Actualmente la oferta de estos servicios está agrupada en

el costo de la energía, y en el caso de los clientes de mayor demanda en la tarifa de potencia. Sin embargo, es importante que las empresas puedan desagrupar los costos de estos servicios para poder ofrecerlos de forma independiente.[14]

- Reducción en los ingresos netos por la venta de energía: Como consecuencia de la oferta unificada de energía, la fuente de ingresos de las empresas es poco diversificada. Los ingresos por la venta de energía son resultado de la tarifa autorizada por el regulador que busca garantizar la sostenibilidad financiera de la empresa y un servicio de calidad para los usuarios.[15] Este efecto depende en gran medida del modelo tarifario que se utiliza en cada país; en el caso de Costa Rica los ingresos son proporcionales a la energía colocada en el sistema. En el caso de la generación distribuida para autoconsumo, esto implica menor energía colocada en los usuarios y por ende menor ingreso de dinero. Este no es el caso para todos los esquemas de generación distribuida, puesto que en el caso que las empresas de distribución instalen sus propias fuentes distribuidas logran cierta independencia del sistema a bulto. Por ejemplo, en Costa Rica este ha sido el caso de Coopelesca, una cooperativa de electrificación en la zona norte que recientemente ha procurado adquirir las plantas hidroeléctricas distribuidas en su zona de concesión.

Impactos sobre la tarifa de energía eléctrica de la generación distribuida para autoconsumo Actualmente las empresas de distribución obtienen su ingreso a partir de la re-venta de energía a los usuarios. Las tarifas que se cobran varían de acuerdo a la categoría de consumo, la potencia pico de demanda y al valor total de energía consumida durante el periodo tarifario. Bajo este esquema, el flujo de dinero se ajusta anualmente de acuerdo con los aumentos en los gastos operativos e históricamente se ha asumido un aumento continuo en la demanda que justifica inversiones en reforzar la red y aumento en los costos operativos.[16] Este efecto no se puede generalizar puesto que cada país tiene uno o varios criterios para determinar las tarifas y depende también de la forma de manejar el mercado [17].

El mecanismo de regulación general que utiliza ARESEP, es el de Tasa de Retorno que consiste en fijar los precios para el siguiente periodo, de tal forma que la empresa cubra todos sus costos, incluyendo el costo de capital, dado un nivel de demanda.

[14] Brennan 2014.
[15] Lara y Nathwani 2014.
[16] Ibíd.
[17] en otros contextos las empresas de distribución no pueden vender energía ni ser dueñas de generación y solamente brindan el servicio de distribución

La idea principal que subyace bajo este enfoque es analizar cada uno de los conceptos de costos recogidos en la contabilidad analítica de una empresa para asignarlos individualmente según criterios *ad-hoc* a cada casilla de la estructura tarifaria y cada impulsor de costos. Este enfoque está orientado a una recuperación del costo de servicio de la empresa eléctrica a partir de su contabilidad, y tiene como objetivo el diseño de tarifas integrales que incluyen todos los conceptos, desde la generación hasta la comercialización.

De acuerdo con el citado enfoque, se igualan los ingresos de la empresa con sus costos económicos, que incluyen una rentabilidad justa y razonable por el capital invertido. Los costos y gastos son los correspondientes a operación y mantenimiento, el gasto por depreciación (al costo y revaluada), los gastos administrativos o institucionales y cualquier otro gasto asociado con el suministro efectivo del servicio público, bajo el principio de que todo gasto incluido en el cálculo de tarifas debe ser útil y utilizado.

Los impactos de la generación distribuida en las tarifas estarán asociados con los componentes del modelo tarifario que afecten, de su magnitud y de la sensibilidad de la tarifa a sus respectivos componentes. Hay impactos que tienen que ver directamente con los gastos operativos tarifarios, dado que, con la incorporación de sistemas de generación distribuida, estas redes se vuelven más dinámicas y difíciles de operar, por lo que es necesario incluir nuevas herramientas de análisis, monitoreo y control que aseguren altos niveles de calidad y confiabilidad del servicio eléctrico.

También hay un impacto muy relevante en las tarifas por la afectación de la base tarifaria de las empresas distribuidoras y que se produce cuando se instalan equipos de generación cerca de la carga produciendo una menor utilización de algunos activos de la red. Por lo tanto, las inversiones realizadas por la empresa de distribución, usualmente planificadas a largo plazo, podrían no cumplir con el ciclo operativo esperado impidiendo la recuperación de la inversión o no ser requeridas del todo.

Lo anterior significa que dichos activos se convierten en costos hundidos para la distribuidora y a partir de ahí surge un dilema que consiste en que si se mantienen dentro de la tarifa, todos los usuarios estarían pagando por activos que ya no se requieren para suministrarles el servicio y sino no se reconocen, la empresa vería reducir su rédito para el desarrollo, que es el que le permite realizar las inversiones para asegurar el suministro futuro del servicio a largo plazo. Derivado de lo anterior, en el primer caso los usuarios estarían pagando la depreciación de activos que no se utilizan y en el segundo caso la empresa vería reducida su tarifa.

El cálculo detallado del impacto en cada uno de los componentes requiere un análisis contable muy detallado y es sumamente complejo, particularmente en lo que se refiere a las variaciones en los costos fijos, puesto que depende del plan de

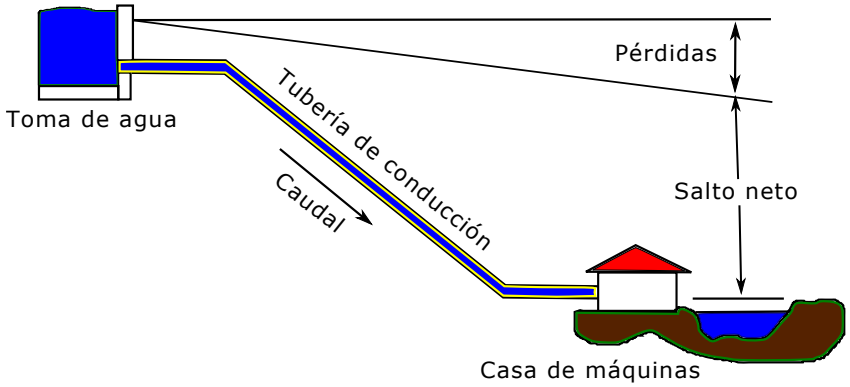


Figura 2.1.: Diagrama de variables para producción hidroeléctrica [18]

integración que implemente cada empresa.

2.2. Fuentes y Tecnologías

2.2.1. Principales fuentes de energía utilizadas para la generación distribuida

La generación distribuida utiliza las mismas fuentes de energía que las centrales de gran escala pero con tecnología de capacidades de potencia menores. Las principales fuentes de energía renovable son el recurso hidro, eólico, solar, biomasa y la geotermia. A esta lista se le pueden agregar las fuentes renovables no convencionales como el hidrógeno, así como los combustibles fósiles que corresponden a fuentes de naturaleza no renovable. A continuación se detallan las fuentes para la generación de energía eléctrica tipo distribuida y renovable más utilizadas.

Agua

El principio físico para aprovechar el agua como medio de generación de electricidad es la transformación de energía potencial en energía mecánica. La tecnología permite transformar un salto y un caudal de agua en energía eléctrica, dichos sistemas están compuestos de dos etapas, una que permite conducir el caudal de agua a la turbina y otro que realiza la transformación de energía mecánica a eléctrica ubicado en la casa de máquinas. Un esquema de la primera etapa se muestra en la Figura 2.1.

[18] Adaptado de Masters 2004

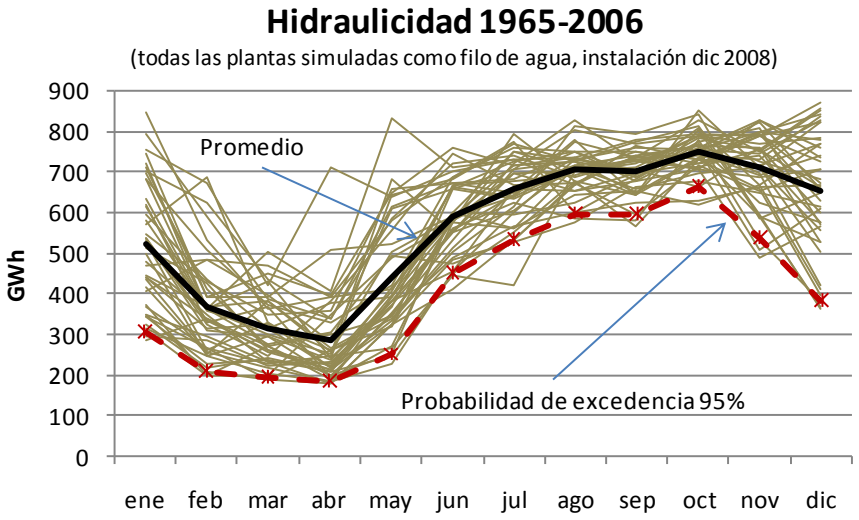


Figura 2.2.: Estacionalidad hidroeléctrica en Costa Rica análisis nacional [21]

El caudal es el término variable en el tiempo y en general tiene variaciones estacionales anuales. El recurso está menos sujeto a variaciones intrahorarias o diarias en comparación con la fuente solar o eólica. En el caso de Costa Rica, el comportamiento de la hidraulicidad nacional ha sido ampliamente estudiada debido al alto nivel de penetración de plantas hidroeléctricas en el sistema eléctrico. El perfil nacional se muestra en la Figura 2.2, donde se puede apreciar la alta correlación temporal que tienen los diferentes afluentes, demostrando la importancia de diversificar las fuentes primarias de energía.

Las pérdidas de caída en la tubería y demás elementos hidráulicos son inversamente proporcionales al caudal,[19] de forma que el potencial total de un sitio depende en su totalidad del flujo de agua que se puede aprovechar. En el caso de los proyectos hidroeléctricos distribuidos, el factor de planta histórico para el país menores de 5 MW es de 0,6 de acuerdo con los datos de la ARESEP.[20]

Una vez que el agua completa el recorrido por el sistema hidráulico y llega a la turbina en casa de máquinas, esta opera bajo el el principio de transformación de energía potencial a energía mecánica. La fuerza en el eje hace girar una máquina eléctrica rotativa que en el caso de sistemas hidroeléctricos pequeños puede ser un generador síncrono o asíncrono que está conectado a la red de distribución.

[19]European Small Hydropower Association 2004.
[20]Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos 2011.
[21]Tomado de Centro Nacional de Planificación Eléctrica 2014

Sol

Para cuantificar el potencial solar en un sitio particular se utiliza las medidas de irradiancia e irradiación. La irradiancia es la medida de la densidad de la potencia de la luz del sol por unidad de área, en W/m^2. Esta variable es cambiante, depende de la hora del día, la inclinación de los rayos del sol y la cobertura de las nubes, además de la localización del sitio en el planeta y la temporada o estación.

La irradiación es la medida de la densidad de la energía de la luz del sol en un sitio particular por unidad de área, medido en kWh/m^2. Normalmente se da un valor de irradiación solar promedio por día. La irradiación solar diaria también puede expresarse en horas de sol pico (HSP) [22].

La mayor incidencia del Sol se da desde los 35° N hasta los 35° S, en el conocido "Cinturón de Sol".[23] Costa Rica se encuentra dentro de este cinturón, lo que lo hace un país con gran potencial para la generación eléctrica solar por medio de la tecnología fotovoltaica.

Los paneles fotovoltaicos aprovechan gran parte de la irradiación que llega a su superficie. La irradiación se clasifica según su procedencia en:[24]

- Directa: como su nombre lo indica, procede del sol de manera directa y depende de la posición del sol.
- Difusa: procede de la atmósfera y es consecuencia de procesos de reflexión, difracción, dispersión y absorción.
- Reflejada: procede de la reflexión de la radiación incidente en superficies ubicadas en el entorno.
- Global: está compuesta por la suma de la directa, difusa y reflejada, es la radiación total incidente en una superficie.

En la Figura 2.3 se muestran los tipos de irradiancias según su procedencia. A mayor intensidad de la radiación incidente, mayor el flujo de electrones generados y por ende mayor potencia. Los sistemas fotovoltaicos no generan únicamente con la luz solar directa, sino que también pueden producir electricidad cuando hay nubosidad presente, aunque su producción se reduce considerablemtente en esta condición.

Entre mayor sea el tiempo que los rayos incidentes sean perpendiculares a la superficie, mayor será la producción de energía extraída del sistema fotovoltaico. Sin

[22] 1 HSP equivale a 1 kWh/m^2.
[23] *Energía Solar.*
[24] *Procesos termosolares en baja, media y alta temperatura.*

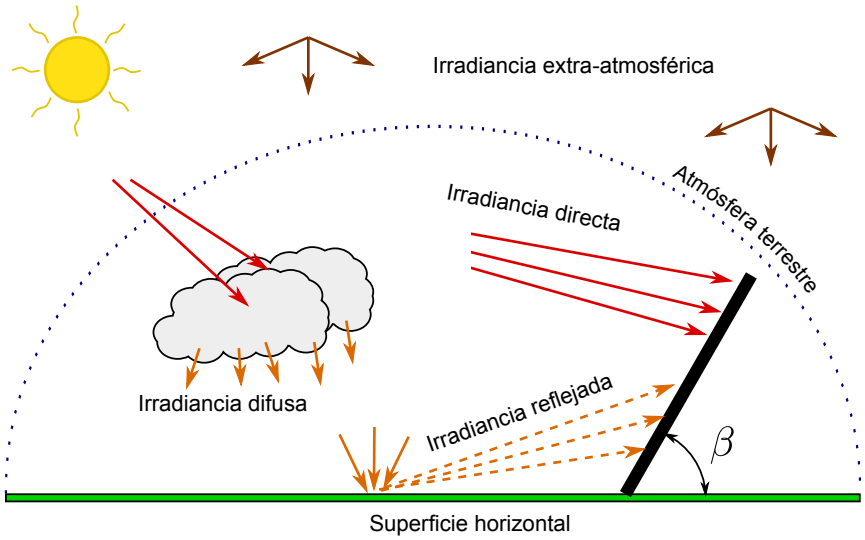


Figura 2.3.: Tipos de irradiancia.

embargo, la producción de electricidad de un sistema fotovoltaico también es influenciada por la temperatura en la superficie de la celda. La potencia de salida de un sistema fotovoltaico disminuye conforme aumenta la temperatura.[25]

Viento

La energía eólica se aprovecha a partir de un efecto indirecto de la energía solar: el movimiento de las masas de aire. Al calentarse las masas de aire por la irradiación del sol, se producen diferencias de temperatura y presión atmosférica que resultan en la circulación del aire, mejor conocido como viento.

Cuando el viento golpea las aspas de un aerogenerador[26], se produce un arrastre de las aspas que transforma la energía cinética del viento en energía mecánica rotatoria, y que posteriormente un generador acoplado a la turbina eólica convierte esa energía en electricidad.

El recurso eólico en un lugar específico se mide a partir de la velocidad del viento. Los valores promedio de velocidad en sitios considerados favorables para la instalación de generadores eólicos de pequeña escala supera los 4 m/s, mientras que generadores más grandes requieren velocidades promedio superiores a los 6 m/s. De hecho, la mayoría de generadores eólicos de pequeña escala estiman su producción de energía

[25] Masters 2004.
[26] las aspas son diseñadas para capturar la máxima energía del viento

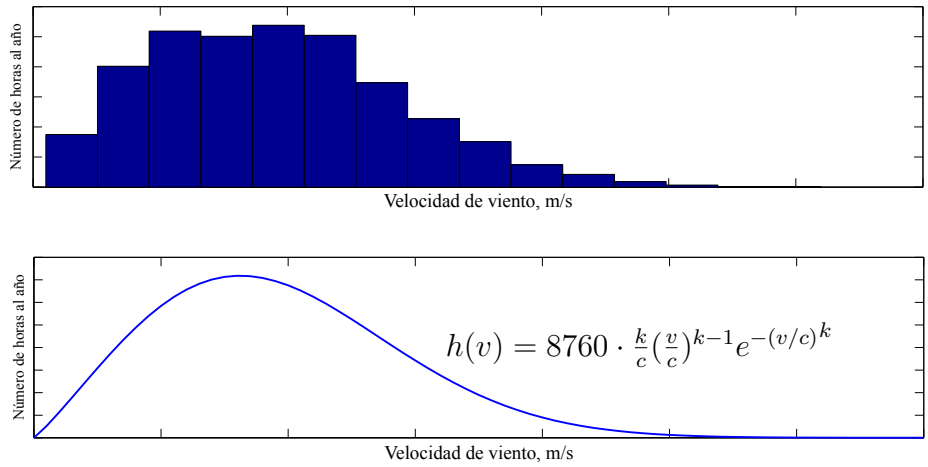


Figura 2.4.: Distribución anual de velocidad de viento utilizando una distribución de probabilidad de Weibull

anual[27] para una velocidad promedio en el sitio de 5 m/s a una altura de 10 m sobre el nivel del suelo.

La Figura 2.4 muestra la distribución anual típica de la velocidad de viento en un sitio particular. Esta distribución es comúnmente modelada por la función de densidad de probabilidad de Weibull[28] multiplicada por las 8760 horas del año. La función $h(v)$ de la Figura 2.4 se utiliza para estimar la producción de energía anual para un sitio particular, como se detalla en la Sección 2.2.2.

La altura a la que se instala una turbina eólica también es un factor importante para evaluar el recurso eólico en el sitio. La Figura 2.5 muestra el incremento de potencia en el viento debido al aumento de la altura de una torre eólica[29]. Al aumentar la altura de la torre, se incrementa la velocidad del viento y esto resulta en mayores niveles de potencia disponible en el sitio.[30]

Biomasa

En términos generales se define biomasa como "aquel material biológico de origen reciente que puede ser utilizado ya sea como fuente de energía o para aprovechar sus componentes químicos. Incluye árboles, cultivos y otras plantas además de los desechos agrícolas y forestales. Pero también puede incluir los desechos de actividades

[27] conocido en hojas de fabricante como el RAE: Referencia de Energía Anual

[28] los parámetros k y c dependen de cada sitio y se calculan a partir de mediciones reales de velocidad de viento en el lugar de interés

[29] incrementos de potencia con respecto a altura inicial de 10 m, $R = 5\ m$, $v = 5\ m/s$ y $\alpha = 1/6$.

[30] ODell 2007.

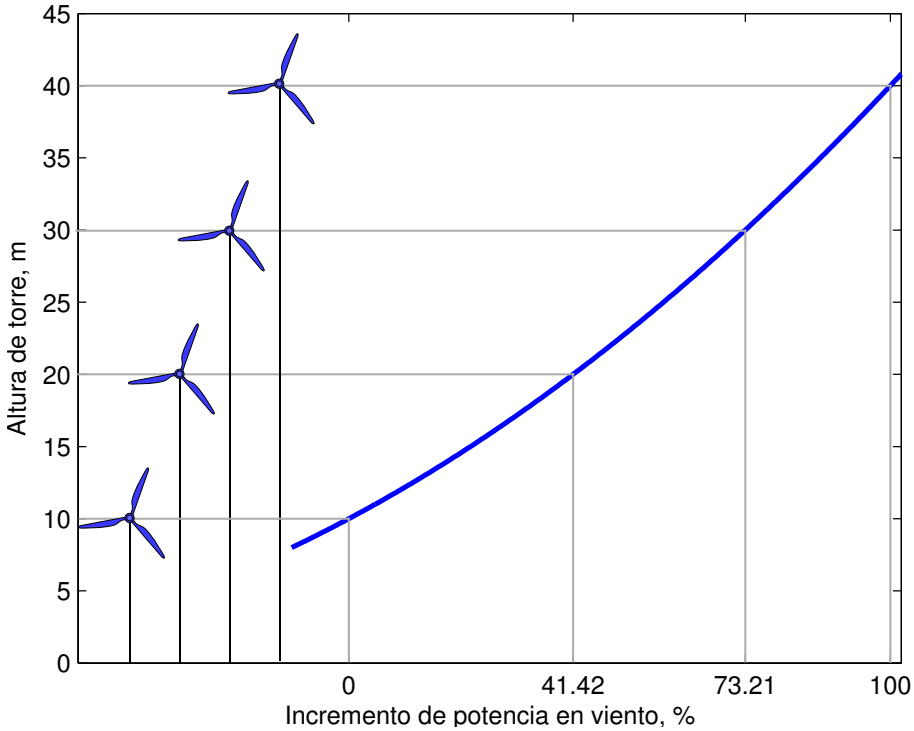


Figura 2.5.: Incremento de potencia en el viento en función de altura de torre

industriales como los efluentes de procesos de manufactura de alimentos y bebidas, desechos animales, subproductos orgánicos industriales y la parte orgánica de los desechos residenciales".[31] Como se puede observar, el abanico de fuentes en muy amplio, aunque en Costa Rica, de manera informal, se ha restringido el término de biomasa sólo a la utilización de desechos ya sea de origen animal o vegetal.

Cuando la biomasa se convierte en energía, suele liberar dióxido de carbono (CO_2) a la atmósfera. Sin embargo, al contrario de los combustibles fósiles, la cantidad lanzada se considera que no aporta al aumento de CO_2 total en la atmósfera, puesto que este simplemente continúa el ciclo natural del CO_2: Debido a la fotosíntesis de las plantas, estas absorben el CO_2 de la atmósfera convirtiendo parte de este en masa vegetal. Cuando se utiliza esta biomasa, por ejemplo, mediante una combustión, la misma cantidad de CO_2 es enviada a la atmósfera para repetir el ciclo, por lo que no existe un aumento neto de este gas.

En lo que respecta a la generación de electricidad, estudios muestran que en el año 2009,[32] la generación de electricidad con biomasa representó el 1,2 % del total

[31] Liu 2011.
[32] Carneiro y Ferreira 2012.

Cuadro 2.1.: Capacidad de generación por tecnología documentada para Costa Rica, adaptada de Coto Chinchilla (2013)

Tecnología	Capacidad de generación
Combustión	500 - 1000 kWh/ton
Digestión anaerobia	50 - 290 kWh/ton
Gasificación	700 - 1600 kWh/ton

de electricidad generada en el mundo. Esto a su vez significa que, de la porción de electricidad generada con fuentes renovables, el 6,3 % fue generada con biomasa (cerca de 71 % de biomasa sólida, 16,8 % con biogás y biomasa líquida y 12,2 % utilizando desechos municipales).

Estudios muestran que cerca del 85 % de la capacidad instalada de generación con biomasa se encuentra en Europa y América.[33] La combustión de madera es la principal forma de generación en esas zonas.

La energía obtenible de la biomasa para producir electricidad y calor depende mucho de la materia prima y de la tecnología que se utilice para su conversión. El potencial energético de la biomasa en sí, depende mucho de la fuente y del contenido de agua. Existen modelos[34] que calculan la capacidad máxima teórica de energía que se podría obtener de la biomasa, si se realizara una combustión con ella.

Ahora bien, en términos generales también se ha documentado valores de energía eléctrica generada por tonelada de biomasa dependiendo de la tecnología[35] en un estudio específico para Costa Rica. Estos datos se presentan en el Cuadro 2.1.

Hidrógeno

Una de las características más interesantes del hidrógeno es que tiene un contenido energético muy alto, aproximadamente igual a 120 MJ/kg. Por ejemplo, la energía que contiene un kilogramo de hidrógeno es equivalente a la energía que contienen 2,78 kg de gasolina, 2,54 kg de gas natural, 2,40 kg de metano o 6,09 kg de metanol,[36] sin embargo su problema está en su baja densidad (0,0899 kg/m^3). Cuando se ve desde el punto de vista del volumen, el hidrógeno es el que tiene menor energía por unidad de volumen, lo que obliga a presurizarlo con su consiguiente riesgo de seguridad.

Debido a que el hidrógeno no se encuentra puro en la naturaleza, es necesario

[33] International Renewable Energy Agency 2012.
[34] Gonzalez-Salazar y col. 2014.
[35] Coto Chinchilla 2013.
[36] Merino y col. sf.

Cuadro 2.2.: Fuentes de hidrógeno. Adaptado de Merino y col. (sf).

Fuentes fósiles	Fuentes renovables
Reformado por vapor Gasificación del carbón Oxidación parcial Reformadoo autotérmico Reformado por plasma	Electrólisis (usando energía solar o eólica), Descomposición térmica del H_2O, Fotoelectrólisis, Procesos biológicos, Biomasa (mediante gasificación o mediante fermentación)

obtenerlo mediante algún proceso físico-químico a partir de otro material. Muchas veces esta materia prima proviene de combustibles fósiles, por lo que la utilización de hidrógeno no podría considerase como sostenible. Sin embargo, existen otros métodos basados en fuentes renovables que permiten utilizarlo de una manera más sostenible. En el Cuadro 2.2 se muestran las principales fuentes de hidrógeno.[37] La mayor parte del hidrógeno se obtiene a partir de gas natural, y de este, sólo un pequeño porcentaje se utiliza específicamente para generación eléctrica.

Otra manera de producir hidrógeno es mediante electrólisis de agua. La idea detrás de la electrólisis es la de separar las moléculas de agua en la de oxígeno y la de hidrógeno, mediante la aplicación de una corriente continua en un electrolizador. En este caso, se puede utilizar el electrolizador. Dentro de los distintos tipo de electrolizadores, los tipos PEM (Polymer Electrolyte Membrane) han alcanzado eficiencias cercanas al 85 % y son uno de los más populares en la actualidad. La membrana es un polímero sólido que tiene la cualidad de que sólo deja que la atraviesen iones de hidrógeno.

2.2.2. Características de tecnologías y costos para la generación distribuida

De acuerdo con el documento IEEE 1547.2[38], existen dos bloques principales que son comunes en cualquier instalación dedicada a la generación distribuida: los medios generadores (primotores) y las tecnologías de conversión de potencia (máquinas síncronas, asícronas, inversores y convertidores). Los primotores se utilizan para extraer energía de las fuentes primarias y la tecnología de conversión se encarga de conver-

[37] Merino y col. sf.

[38] *IEEE Std 1547.2, Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems* 2008.

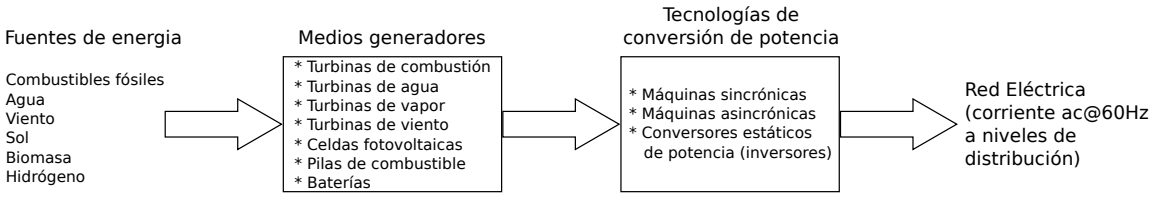


Figura 2.6.: Relación entre fuentes de energía, medios generadores y tecnologías de conversión.

tir dicha energía en energía eléctrica para inyectarse a la red de distribución. Por ejemplo, una turbina de viento transforma la energía cinética del viento en energía mecánica y posteriormente es convertida en eléctrica mediante un generador síncrono o asíncrono.

Esta relación se representa gráficamente en la Figura 2.6. Dentro de los primotores se puede hacer una separación entre los rotacionales (turbinas) y los estáticos (celdas fotovoltaicas, pilas de combustible y baterías).

Cabe destacar que los medios y tecnologías mostradas en la Figura 2.6 no son de uso exclusivo en generación distribuida. El presente estudio se enfoca en la tecnología y explotación bajo el esquema distribuido. Asimismo, la tendencia en Costa Rica y el resto del mundo es la de favorecer la explotación de fuentes primarias con emisiones nulas o reducidas, de tal forma que el énfasis del presente estudio también tendrá un enfoque asociado a este tipo de fuentes.

Tecnologías asociadas a fuentes hídricas

La complejidad de los proyectos hidroeléctricos aumenta con la potencia que se desea instalar, requiriendo la construcción de más infraestructura y personal. Esta complejidad está relacionada con la construcción de los sistemas de conducción de agua: entre mayor es la caída y/o el flujo, mayor es la obra requerida. En el caso de sistemas distribuidos existen dos variantes, los sistemas menores a 1 MW, que utilizan relativamente poca infraestructura y están enfocados al autoconsumo, y los sistemas de 1 hasta 10 MW que se instalan con el propósito de vender energía.

Proyectos menores a 1 MW Existe una gran variedad de posibilidades en el desarrollo de proyectos hidroeléctricos en este tamaño debido a la relativa facilidad con la que se pueden construir los sistemas de conducción de agua. En muchos casos, son sistemas utilizados en proyectos de desarrollo humano que utilizan solamente una parte del caudal del río conducido directamente por un tubo de plástico o PVC.[39] Este

[39] Bhusal y col. 2007.

tipo de sistemas pueden integrar en un único componente la turbina y el generador para brindar mayor facilidad de instalación para el usuario.

Los proyectos menores a 1 MW no suelen contar con estructuras hidráulicas como trampas de arena o tanque de oscilación. Además dichos proyectos no tienen tuberías de conducción muy extensas y se pueden usar canales al aire libre. Debido a que son sistemas que utilizan poco flujo, las complejidades en el diseño de tubería y válvulas principales son reducidas. Es más común que los sistemas hidro menores a 1 MW se complementen con almacenamiento de energía por medio de baterías, así como sistemas de inversión y rectificación eléctrica para poder desviar energía en caso de que haya sobreproducción.

Proyectos mayores a 1 MW Por lo general los proyectos mayores a 1 MW tienen un pequeño embalse y longitudes no despreciables de tuberías de conducción y de presión, generan en corriente alterna con generadores síncronos conectados a la red mediante un transformador de potencia. Producir en potencias por encima de 1 MW requiere conexión trifásica, control de tensión y de velocidad, protecciones de diferentes tipos y monitoreo. De tal forma que hay muchas más consideraciones que se deben tomar en cuenta, por lo general también requieren la supervisión continua de un operador. Un ejemplo de estos generadores hidroeléctricos distribuidos se muestra en la Figura 2.7, correspondiente a una planta de 2,2 MW conectada a un circuito de 34,5 kV.

Además de las complejidades adicionales con el sistema electromecánico, estos proyectos requieren más análisis desde el punto de vista geotécnico y requieren conocer con detalle las siguientes variables: topografía y geomorfología del sitio, caudal de agua de la cuenca, salto de agua del sitio, análisis de impacto ambiental y planes de compensación.

En términos constructivos, los sistemas menores a 5 MW son de eje horizontal, tal como se muestra en la Figura 2.7. Esta diferencia con las plantas grandes se debe a que las masas de turbina y generador son más pequeñas.

En Costa Rica este tipo de proyectos se instalan bajo las regulaciones de la Ley 7200, y si son inferiores a 5 MW no están sujetos a despacho centralizado.

Costos y vida útil proyectos menores a 1 MW La simplicidad de las estructuras hidráulicas de los sistemas menores a 1 MW de generación hidroeléctrica permite una mayor estabilidad en sus costos. En general estos rondan los 2000 a 3000 US$ por kilowatt instalado pero tienden a decrecer conforme aumenta la potencia del sistema electromecánico. El precio del equipo electromecánico depende de la selección del equipo turbina-generador según el salto de agua, caudal disponible, potencia deseada

Figura 2.7.: Central Hidroeléctrica Vara Blanca, 2,2 MW

y tipo de interfaz. Los conjuntos con turbinas Turgo en promedio cuestan 300 US$ por kW, las Francis 620 US$ por kW, las Kaplan 350 US$ por kW y las Banki 510 US$ por kW. Los costos globales de un proyecto hidro menor a 1 MW se pueden distribuir de la siguiente manera: el conjunto turbina-generador puede costar aproximadamente un 30 % del total de la obra, los equipos eléctricos, de regulación control y cableado un 22 %, la obra civil un 40 % y la dirección de proyecto, estudios e ingeniería un 8 %.[40]

La vida útil de un proyecto hidroeléctrico menor a 1 MW es de aproximadamente 25 a 30 años[41] (puede extenderse a más con adecuado mantenimiento y uso), dependerá del conjunto turbina-generador (si se utiliza con caudales en el rango de operación) y del equipo de rectificación, inversión y almacenamiento.

Costos y vida útil proyectos mayores a 1 MW Determinar los costos de un sistema microhidro mayor a 1 MW se realiza mediante aproximación cualitativa. El peso que tiene la obra civil y movimiento de terrenos es significativo y sujeto a errores de estimación. Adicionalmente la proyección de costos está sujeta a gran incertidumbre,

[39] Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos 2011
[40] IDAE 2006.
[41] Ibíd.

y depende de la precisión de los estudios previos.

Un estimado estadístico de proyectos nacionales de generación privada hidroeléctrica dicta que para obras civiles (represa, trampa de arena, tuberías de conducción) se le puede asignar de un 50 % a un 65 %, al equipo mecánico (turbinas, válvulas) de un 15 % a un 25 %, equipo eléctrico (grúa, transformador, generador) de un 10 % a un 20 % y otros costos asociados (permisos de explotación, estudios y supervisión) de 2 % a 5 %.

El rubro más sujeto a variaciones es el movimiento de terrenos, dentro de los proyectos estudiados se encontraron casos que no necesitaron un porcentaje mayor que un 2 %, pero en otros representó hasta un 38 %. Para proyectos pequeños no es necesario un rubro de movimiento de terrenos grande ya que por lo general no se construyen embalses grandes ni tuberías complejas (sino reservorios que funcionan además como amortiguadores de oscilación y canales) y se aprovecha el caudal y salto natural de la cuenca o un embalse previamente existente.

Para aplicaciones regulatorias se ha utilizado como referencia los costos unitarios de construcción de proyectos en Estados Unidos, los cuales oscilan entre 4000 y 6000 US$ por kW en comparación con proyectos centroamericanos que rondan entre los 2000 y 3000 US$ por kW con algunas pocas excepciones.[42] También se pueden utilizar tablas de referencia más detalladas seleccionando los costos de proyectos en Estados Unidos con condiciones similares a las encontradas en el sitio de desarollo (Bonhomme y col. 2004). Cabe destacar que los costos de operación y mantenimiento de los proyectos centroamericanos son mayores que sus equivalentes en Estados Unidos debido al nivel de automatización de plantas en Estados Unidos. Los costos constructivos de proyectos hidroeléctricos de pequeña escala en Centroamérica se pueden aproximar a una constante de 2700 US$ por kW en promedio y que las plantas operan a un factor de planta de 60 %.[43] En la literatura existen múltiples referencias a estudios para aproximar los costos de proyectos hidroeléctricos de pequeña escala por medio de ecuaciones de ajuste a datos estadísticos. Otros métodos propuestos utilizan ecuaciones para aproximar los costos de obra civil y equipo electromecánico de forma independiente.[44]

Los proyectos hidroeléctricos de estos tamaños por lo general cuentan con las mayores vidas útiles de las centrales de generación de energía. La vida útil de un proyecto mayor a 1 MW hidro es de aproximadamente 50 años. Los factores más influyentes son el equipo electromecánico, que puede necesitar reemplazo por desactualización o malfuncionamiento y la obra civil tiene vidas útiles de hasta 70 años, dependiendo

[42] Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos 2011.
[43] Ibíd.
[44] Zhang, Smith y Zhang 2012.

de las condiciones del terreno y tamaño del proyecto.

Tecnologías asociadas a fuente solar

Los sistemas fotovoltaicos convierten la luz del sol en energía eléctrica por medio del efecto fotoeléctrico. Aquí, la energía de los fotones incidentes, provenientes de la radiación solar, es absorbida por una celda fotovoltaica que emite electrones en su superficie. Estas celdas solares están hechas de materiales semiconductores, como el silicio. Al conjunto de celdas organizadas para generar una tensión específica se le conoce como módulo y un grupo de módulos crean un panel fotovoltaico.

Tipos de celdas fotovoltaicas Las celdas cristalinas actualmente abarcan el 85 % del mercado. Estas celdas pueden ser monocristalinas o policristalinas. La primera se refiere a que se utiliza una sola oblea de silicio. Esto produce celdas de color uniforme, y tienen mayor eficiencia (16 al 20 %). Las celdas policristalinas están hechas de capas muy finas de diferentes obleas de silicio, y cuentan con eficiencias entre el 12 y el 14 %.

La alternativa a la tecnología cristalina es la *thin-film*, la cual está conformada por capas delgadas de silicio, como el silicio amorfo. Las celdas de esta tecnología se forman mediante el depósito de diferentes tipos de silicio tratado sobre un substrato de vidrio. Se incorporan también capas delgadas de Telurio de Cadmio (CdTe) y diselenuro de indio-cobre (CIS). Otros módulos se construyen con celdas multiunión de arsenuro de indio-galio. La tecnología *thin-film* constituye un 15 % del mercado.[45]

Inversores Los paneles fotovoltaicos inyectan energía a la red eléctrica por medio de un *inversor*. Este es un equipo de electrónica de potencia encargado de convertir las tensiones y corrientes generadas por el panel fotovoltaico a corriente alterna. En casos muy particulares, el sistema se puede complementar con una batería para trabajar de forma aislada o para inyectar potencia en horas de máxima demanda. Esta batería debe ir acompañada de un regulador de carga que controla la carga y descarga de la batería.

La eficiencia de los inversores varía según el nivel de tensión del arreglo de paneles. Asimismo, depende de la potencia de entrada. La eficiencia promedio de los inversores modernos es de $\eta_{ref} = 0{,}9637$.[46]

Los inversores certificados UL para sistemas fotovoltaicos se desconectan de la red en condiciones de operación anormal y durante la formación no intencional de islas.

[45] *Energía Solar*.
[46] Dobos 2014.

En términos de respuesta, un inversor UL se desconecta en menos de 2 segundos y se reconecta después de 5 minutos de percibir condiciones normales de operación de la red[47] . Esto ha permitido a las compañías de distribución prescindir de un interruptor manual para desconectar los sistemas fotovoltaicos de los abonados durante trabajos de mantenimiento de la red.

Costos asociados a proyectos de generación fotovoltaica y vida útil Las sistemas fotovoltaicos se pueden clasificar en 3 grupos de acuerdo a su capacidad nominal:

- Sistemas de gran escala (1 a 10 MW): Estos sistemas requieren uno o más transformadores para interconectarse con la red de media tensión. Normalmente utiliza varios inversores centrales en paralelo. Cada uno de estos está equipado de esquemas de protección, tanto internos como externos, que comprenden sobrecorrientes, sobretensión y baja tensión, frecuencia y esquemas para prevenir la formación de islas. Los costos de instalación de estos sistemas son más bajos que para las de mediana y pequeña escala. Sin embargo, al rondar el rango de los MW, su valor varía bastante dependiendo del fabricante y las circunstancias en las que se desarrolla la planta.

- Sistemas de mediana escala (10 a 1000 kW): En esta categoría se encuentran las instalaciones fotovoltaicas de residencias, comercios e industrias. Incluye sistemas con conexión monofásicas y trifásicas. Los sistemas en el rango de los cientos de kW poseen configuraciones similares a las plantas a gran escala, incluyendo transformadores para la interconexión en algunas ocasiones. La principal diferencia es la tensión a la que operan. En Costa Rica, el costo de los sistemas fotovoltaicos de mediana escala ronda el valor de 1730 US$/$kW$ instalado.

- Sistemas de pequeña escala (menor a 10 kW): En esta categoría se encuentran las instalaciones fotovoltaicas para autoconsumo en residencias y comercios. El sistema es comúnmente para servicio monofásico y no requiere el uso de un transformador para la interconexión con la red, pues se conecta directamente en baja tensión. El costo de un sistema de pequeña escala en Costa Rica es escalonado. Para sistemas de 3 kW o menos, el costo es de 2930 US$/$kW$ instalado, para sistemas entre 3 y 5 kW el costo promedio es de 2330 US$/$kW$ instalado y para sistemas mayores a 5 kW el costo promedio es de 2130 US$/$kW$ instalado.

[47]Coddington, Margolis y Aabakken 2008.

Los costos reportados incluyen el costo del panel, el inversor, trámites ante la compañía distribuidora y la instalación. Los costos reportados se obtuvieron a partir de información reciente de proveedores de sistemas fotovoltaicos en Costa Rica. Estos costos son similares al costo del US$/$kW$ instalado en Estados Unidos: para sistemas de 5 kW o menos, el costo es de 3290 US$/$kW$ instalado, para sistemas entre 5 y 200 kW el costo es de 2540 US$/$kW$, y 1800 US$/kW para sistemas de 200 kW o más (Feldman y col. 2014).

La vida útil de los paneles solares es de 20 a 25 años, lo que los convierte en el componente más duradero de los sistemas fotovoltaicos. Por el contrario, la vida útil de los inversores ronda los 10 a 12 años.

Tecnologías asociadas a recurso eólico

Los aerogeneradores de pequeña escala son aquellos con capacidad de 50 kW o menos[48] y son utilizados normalmente para autoconsumo en casas, edificios y fincas. Los generadores a gran escala incluyen las unidades de generación con capacidades de cientos de kW hasta los pocos MW, usualmente instalados para formar parques eólicos en lugares abiertos con vientos de alta velocidad. Estos parques eólicos pueden conectarse a la red de transmisión o a la red de distribución.

Tipos de turbinas eólicas Las turbinas eólicas se clasifican en turbinas de eje horizontal y eje vertical, siendo las de eje horizontal las más utilizadas a nivel mundial. La Figura 2.8 muestra una turbina de eje horizontal y otra de eje vertical[49]. Las turbinas de eje vertical tienen la ventaja de operar para cualquier dirección del viento. Asimismo, este tipo de turbina facilita el mantenimiento de los engranes y del generador pues se encuentran en la base de la turbina.[50]

La principal desventaja de las turbinas de eje vertical es que al estar tan cerca del suelo, la velocidad del viento es relativamente baja, lo que reduce la posibilidad de extraer más potencia del viento, con el agravante que el viento es más turbulento a bajas alturas, lo que aumenta los esfuerzos mecánicos sobre la turbina.

Tipos de aerogeneradores El primer tipo de aerogenerador, mejor conocido como Tipo 1, se compone de una turbina de velocidad constante y un generador de inducción tipo *jaula de ardilla*. La máquina es capaz de generar potencia activa cuando el rotor gira a una velocidad ligeramente superior a la velocidad sincrónica. Para lograr

[48] Trust 2007.
[49] existe gran variedad de diseños aerodinámicos particularmente para las turbinas de eje vertical
[50] Masters 2004.

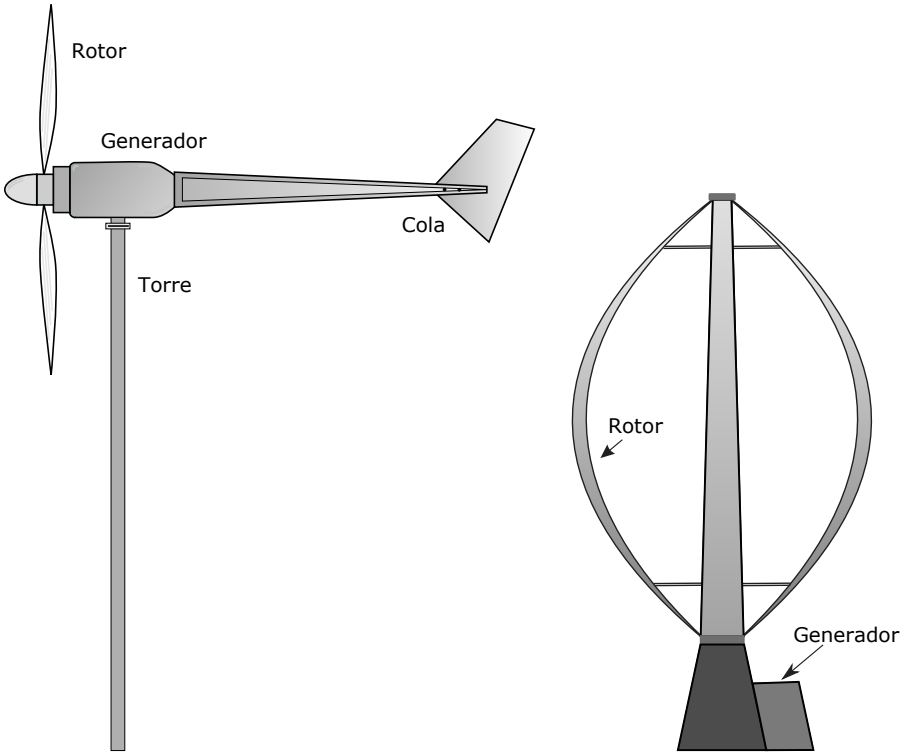


Figura 2.8.: Turbinas eólicas de eje horizontal y vertical

esto, la turbina y el rotor del generador se acoplan mecánicamente por medio de una caja de cambios de velocidades (*gearbox*), como se muestra en la Figura 2.9.

El aerogenerador Tipo 1 es de construcción sencilla, bajo costo y requiere poco mantenimiento pues no tiene anillos deslizantes ni escobillas. La principal desventaja de este aerogenerador es que no es capaz de producir potencia reactiva, y más bien requiere un banco de capacitores para compensar este faltante. Asimismo, al ser de velocidad constante no es capaz de extraer de manera óptima la potencia del viento. Otra desventaja de los aerogeneradores Tipo 1 es que no amortiguan los cambios de potencia del viento, por lo que la caja de velocidades se somete a esfuerzos variables debido a cambios del par en la turbina.

El aerogenerador Tipo 2 se compone de una turbina con velocidad variable, la caja de cambios de velocidad, el generador de inducción con rotor devanado y resistencias externas que se insertan para maximizar la extracción de potencia del viento. Estas resistencias externas se conectan al rotor por medio de escobillas y anillos deslizantes. Al igual que los aerogeneradores Tipo 1, el aerogenerador Tipo 2 siempre consume potencia reactiva que debe ser suplida por la red o por un banco de capacitores.

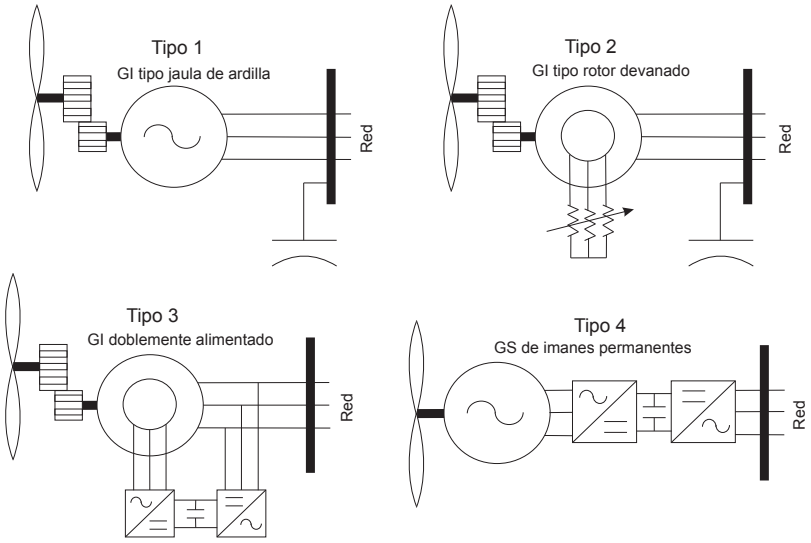


Figura 2.9.: Tipos de aerogeneradores

Los generadores Tipo 1 y 2 representan la primer tecnología de aerogeneradores, pero su fabricación cayó debido a los avances de la electrónica de potencia que llevaron a la producción masiva de los generadores Tipo 3 y 4. Las ventajas de los aerogeneradores 3 y 4 con respecto a los Tipo 1 y 2 es que tienen control de potencia activa y reactiva de salida, trabajan en un amplio rango de velocidades y, en caso de ser instalados en parques eólicos, pueden contribuir al soporte de tensión y frecuencia de la red eléctrica.

Los aerogeneradores Tipo 3 son generadores de inducción doblemente alimentados. En este generador se utiliza un convertidor de potencia que inyecta corrientes trifásicas al rotor para controlar la velocidad de rotación, y las potencias activa y reactiva de salida. El convertidor de potencia es tipo *back-to-back* y se dimensiona para llevar un 30 % de la potencia nominal del aerogenerador.

Contrario a los aerogeneradores Tipo 1 y 2, los Tipo 3 trabajan en un rango más amplio de velocidades, inclusive por debajo de la velocidad sincrónica. Además, tienen la capacidad de entregar y consumir potencia reactiva, independientemente de la potencia activa de salida, similar a la operación de los generadores síncronos.

Los aerogeneradores Tipo 4 se componen de la turbina eólica y un generador síncrono[51] . El generador se construye con gran número de polos a partir de electroimanes o de imanes permanentes hechos de elementos de tierras raras.

Esta tecnología tiene la ventaja que no requiere la caja de cambios de velocidad,

[51]también puede ser un generador de inducción pero no es lo más común

por lo que el rotor del generador está directamente acoplado a la turbina eólica. Esto reduce los costos de producción y mantenimiento, pues la mayoría de fallas en los generadores eólicos ocurren en la caja de cambios.

El generador síncrono produce electricidad a la frecuencia de rotación del rotor por lo que pueden trabajar en un amplio rango de velocidades. Para conectarlo a la red, se utiliza un convertidor tipo *back-to-back* que convierte las tensiones y corrientes a la frecuencia nominal de la red.

Los aerogeneradores de pequeña escala utilizados para autoconsumo son similares a la tecnología Tipo 4. Estos generadores síncronos son de imanes permanentes y se construyen con gran número de polos para rotar a bajas velocidades ($100-500\ rpm$). El mantenimiento para estos generadores es muy bajo porque no tienen anillos deslizantes ni escobillas y tampoco poseen caja de cambios de velocidad.

Los aerogeneradores de pequeña escala particularmente igual o menores a 10 kW se conectan a servicios monofásicos trifilares al mismo nivel de tensión de la red, para capacidades mayores se utilizan conexiones trifásicas. Para conectarse a la red, las tensiones y corrientes trifásicas provenientes del generador síncrono deben convertirse primero a valores en corriente continua por medio de un rectificador. En algunos casos ya es parte del generador y otras veces se necesita un convertidor de potencia externo, conocido comercialmente como *interfaz*. Este convertidor tiene la capacidad de redireccionar la energía del aerogenerador a una resistencia disipadora en casos de fuertes vientos o cuando la red de servicio público está fuera de operación.

La salida del rectificador o convertidor (en corriente continua) se conecta a un inversor monofásico o trifásico (según el tipo de servicio del abonado) para obtener tensiones y corrientes a la frecuencia nominal de la red de servicio. La eficiencia de los convertidores es usualmente superior al 98 % y la eficiencia de los inversores es superior a 96 %, similar a los inversores usados en sistemas fotovoltaicos.

En el mercado de aerogeneradores para autoconsumo también existe la opción de almacenamiento de energía con baterías y su respectivo controlador de carga. Sin embargo esta opción se ha descartado para efectos del presente estudio.

Costos y vida útil de generación eólica de pequeña escala Los costos de proyectos de sistemas de generación eólica para autoconsumo depende en gran medida de la capacidad del generador, el tipo y altura de torre, y los requerimientos de instalación en sitio.

El Cuadro 2.3 muestra la distribución típica de costos de proyectos eólicos de 10 kW instalados en residencias de Estados Unidos[52] según estudio realizado por *Pacific*

[52] una residencia típica en Estados Unidos requiere en promedio un aerogenerador de 10 kW para suplir la totalidad de su consumo eléctrico (Gsänger y Pitteloud 2014)

Cuadro 2.3.: Distribución de costos de aerogeneradores de 10 kW

Componente	% Costos
Base de torre	5
Torre	22
Turbina-generador	50
Cableado y equipo eléctrico	6
Costos de instalación	17

Northwest National Laboratory para el Departamento de Energía de los Estados Unidos.[53]

En aerogeneradores de 10 kW o más, el costo de la torre, los soportes y su base puede llegar a ser el segundo rubro más importante en la distribución de los costos, por detrás del conjunto turbina-generador, pero pueden ser poco significativos en proyectos de aerogeneradores menores a 10 kW.

Según el mismo estudio publicado en agosto del 2014, el costo promedio de los proyectos de generación eólica de pequeña escala en el año 2013 fue de 6940 US$/$kW$ instalado, muy similar al promedio del año 2012.

En Costa Rica, los proyectos de generación eólica para autoconsumo son poco frecuentes según los registros de CNFL y el ICE, y los mismos no superan los 3 kW de capacidad. De acuerdo a proveedores nacionales, y realizando un estudio de costos de sistemas de $\leq 3\ kW$ en el mercado internacional, el costo promedio de sistemas de generación eólica en Costa Rica es de 3000 - 3500 US$/$kW$ instalado[54]. La diferencia con respecto al promedio estadounidense radica en el bajo costo de soportes y la propia torre para sistemas de 3 kW o menos. Es de esperar que para sistemas de 10 kW a 20 kW los costos de instalación aumenten y se asemeje a lo reportado en Estados Unidos.

De acuerdo a hojas de fabricante y catálogos de turbinas eólicas, la vida útil de un aerogenerador de pequeña escala se estima en 20 años, mientras que los convertidores e inversores deben cambiarse después de 10 años de uso aproximadamente.

Tecnologías asociadas a fuentes de biomasa

La biomasa es considerada en Costa Rica como una de las fuentes importantes de generación de energía para autoconsumo, ya sea para producir calor o para generar electricidad.

[53] Orrell y Rhoads-Weaver 2014.

[54] con distribución de costos muy similar a lo mostrado en el Cuadro 2.3

Una de las principales ventajas de la biomasa es que no depende del tiempo atmosférico, y además puede ser almacenado para ser utilizado solamente cuando se requiere,[55] contrario a la energía solar y eólica. Una vez que se tiene disponible la biomasa, esta se debe convertir a otra forma más útil para la generación de electricidad o energía. Existen tres grandes procesos mediante los cuales se puede tratar la biomasa para luego procesar el producto y generar energía:[56]

- Procesos termo-químicos, en los que se pueden identificar:
  - *Combustión* para producir calor. En este caso la biomasa sólida que no contenga un porcentaje alto de humedad puede ser quemada directamente en calderas destinadas a esa tarea. De esta manera, se logra obtener la energía que contiene la biomasa para convertirla en calor.
  - *Gasificación* para producir *fuel gas*. Este proceso consiste en oxidar de manera parcial la materia prima carbonosa a una temperatura alta, de manera que se convierta en un gas portador de energía. Lo primero que se hace cuando se desea utilizar la biomasa como combustible por medio de gasificación es secar la materia prima. Cuando se aumenta la temperatura, se liberan los componentes volátiles que luego son oxidados para producir el gas.
  - *Pirólisis* para producir bio-aceite o carbón vegetal. Para el proceso de la pirólisis, es necesario calentar la materia prima en ausencia de aire, de manera que los componentes volátiles se liberen, para luego condensarlos en el bio-aceite, que luego puede ser utilizado para producir calor, generar energía e incluso puede ser utilizado para la producción de otros químicos. Las propiedades del bio-aceite obtenido son altamente dependientes de la temperatura del proceso, del tiempo que se calentaron, las condiciones ambientales, la presencia de oxígeno, agua y otros gases, así como la naturaleza de la materia prima.
- Procesos biológicos, en los que se pueden identificar:
  - *Fermentación* para producir bio-etanol. La fermentación es un proceso en el que los azúcares se convierten en alcohol por medio de la acción de microorganismos (normalmente levadura). El alcohol es separado de la mezcla por medio de destilación. Este proceso requiere varias etapas, que incluyen entre otras un proceso de pretratamiento de la biomasa, hidrólisis

[55] Carneiro y Ferreira 2012.
[56] Liu 2011.

de la celulosa, la fermentación como tal de la glucosa y la producción de enzimas.

- *Digestión anaeróbica* para producir biogás. La biodigestión es un proceso bioquímico que descompone la materia orgánica por medio de la acción bacterial. Este proceso se favorece cuando la materia prima se encuentra en un ambiente caliente, húmedo y con una cantidad restringida de aire. el biogás expelido por las bacterias consiste en una mezcla de metano y CO_2 que puede ser utilizado para producir calor, y energía eléctrica.

  La producción de biogás a partir de biodigestión tiene dos beneficios adicionales: los subproductos pueden utilizarse como fertilizantes debido a su concentración de nitrógeno y además, puesto que los desechos orgánicos tienen una cantidad de agua considerable, se pueden utilizar como un proceso intermedio en plantas de tratamiento de agua, de manera que se puede evitar contaminar las masas acuíferas al mismo tiempo que se produce el biogás.

- Procesos químicos-mecánicos para producir bio-diesel . El bio-diesel se puede utilizar en máquinas de combustión como complemento o reemplazo de combustibles fósiles. Lo primero que se debe hacer es producir aceite vegetal a partir de algún cultivo o sus semillas (por ejemplo soya, maíz, girasol, etc). Este aceite puede obtenerse a partir de un proceso mecánico de prensado o por medio de un proceso químico de extracción de solvente. Puesto que el aceite es muy viscoso para los motores, la siguiente etapa consiste en un proceso químico llamado "transesterificación", que consiste en hacer reaccionar el aceite con un alcohol en presencia de un catalizador para disminuir su viscosidad. El contenido energético es aproximadamente 10 % menor que el del diesel obtenido del petróleo, pero con la ventaja de que no es tóxico y es biodegradable. Incluso, se puede utilizar una mezcla de 20 % de biodisel con 80 % de diesel de petróleo, sin tener que modificar el motor.

Generación de energía Una vez que se cuenta con un producto derivado de la biomasa que sea susceptible a ser transformado en energía (biogás, bio-aceite, biodiesel) o se obtiene energía directamente de la biomasa por medio de la combustión, es necesario una etapa de transformación para producir energía eléctrica.

Una de las formas típicas de utilizar biomasa como combustible es mediante una caldera para producir vapor. Normalmente, se suele utilizar también el calor restante para calefacción u otros. Las instalaciones que generan tanto electricidad como calor se les llama "sistemas de cogeneración" (Combine heat and power).

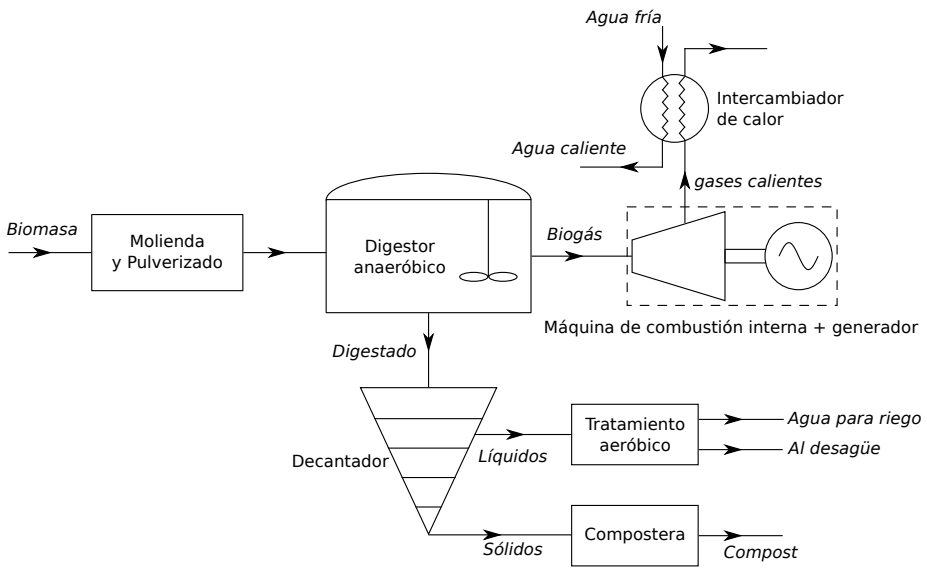


Figura 2.10.: Configuración general de un sistema de generación basado en biodigestión. Adaptado de McKendry (2002).

En el caso de la biodigestión, el proceso requiere unas etapas extras, puesto que no toda la materia prima se convierte en gas y por lo tanto, se deben tener otras consideraciones para que el impacto ambiental no sea severo. En la Figura 2.10 se encuentra un diagrama general de la configuración de un sistema basado en biodigestión para generación de electricidad. La primera etapa consiste en pulverizar la biomasa de manera que las partículas sean más fácilmente digeridas por las bacterias. Una vez que se introduce en el biodigestor, los procesos biológicos empiezan a suceder si se dan las condiciones adecuadas. Dependiendo del tamaño del biodigestor, se debe esperar un lapso desde días hasta meses, para que el biodigestor produzca gas a la tasa deseada. A partir de acá, el gas producido se puede utilizar para generar calor (para cocinar por ejemplo) o para producción de electricidad. Lo que se suele utilizar para generar electricidad es un motor de combustión interna que quema el gas, para hacer rotar un generar eléctrico que al final es conectado a la carga eléctrica o a la red. Los gases producidos por el motor se pueden utilizar en un intercambiador de calor para calentar, ya sea el mismo biodigestor o para utilizarse en otro proceso.

Parte del sustrato digestado se extrae del biodigestor para ingresar nueva materia prima y así mantener una comunidad bacteriana constante. Este sustrato digestado se puede pasar a través de un decantador para separar la parte sólida de la líquida. La parte sólida se puede utilizar para generar compost o abono. La parte líquida se trata en una proceso aeróbico para disminuir los componentes orgánicos y así poder

utilizar el agua para riego o para su depósito final en una masa de agua.

Como se puede observar, los biodigestores pueden cumplir una función muy importante en actividades agrícolas, puesto que los desechos vegetales y animales se pueden utilizar como la biomasa, la energía eléctrica y el calor se puede utilizar en las mismas labores agrícolas y los subproductos se pueden reutilizar para abonar y regar los cultivos.

Antecedentes en el territorio nacional En Costa Rica, la generación de energía mediante biomasa es una de las fuentes más importantes. Las grandes empresas del sector cañero utilizan el bagazo de la caña para generar electricidad. De acuerdo con el informe del Centro Nacional de Control de Energía (CENCE), en el año 2013, la producción con Bagazo representó un 0,85 % del total de la producción nacional, para un total de 86322,73 MWh, un aumento de 0,85 % con respecto a lo producido en 2012.

Aunque parte de esta energía se utiliza para autoconsumo, su funcionamiento ha estado regido por la ley 7200 de generación privada y no por el capítulo XII de la reciente norma técnica AR-NT-POASEN.

En lo que corresponde a la generación con biogás, el ICE cuenta con un programa de Biogás vigente cuyo objetivo es "brindar asesoría técnica al sector agropecuario y agroindustrial para la generación de biogás y producción de energía a partir de los residuos orgánicos de sus actividades"[57].

Costos y vida útil En el caso de la generación con biomasa, los costos se pueden dividir en tres partes: precios de la materia prima, costos de generación y la operación y mantenimiento.

En lo que respecta al precio de la materia prima, en el caso particular de la generación distribuida para Costa Rica, es difícil cuantificar estos costos, debido a que se espera que la mayoría de los generadores distribuidos utilizarían parte o todos los residuos de sus actividades para la generación, y sería poco probable que se cree un mercado para compra y venta de esta materia prima. No obstante, algunos estudios muestran que el precio por tonelada de bagazo en Brasil puede llegar a tener un valor promedio entre 11 y 13 US$ por tonelada. Si se considera que el poder calorífico está entre 5600 kJ/kg y 8900 kJ/kg, entonces se tendría un precio de aproximadamente 1,3 y 2,3 US$ por GJ.[58]

Si por el contrario, se tuviera un mercado de productos madereros para generación

[57] `http://goo.gl/A8ZlbL`, accesado el 1 de abril de 2015.
[58] International Renewable Energy Agency 2012.

Cuadro 2.4.: Costos de tecnologías de generación con biomasa

Tecnología	Costos(US$/kW)
Calderas	1390 - 3000
Cogeneración con calderas	2500 - 5080
CFB (circulating fluidised bed) boilers	1440 - 3000
CFB con cogeneración	4260 - 15500
BFB (bubbling fluidised bed) boilers	2540 - 3860
Fixed bed gasifier (FBG) con máquina de combustión interna	4150 - 5074
FBG con turbina de gas	3000 - 3500
Fluidised gasifier con turbina de gas	2470 - 4610
Digestor con máquina de combustión interna	1650 - 3665
Digestor con turbina de gas	1850 - 2300
Ladfill gas con máquina de combustión interna	1350 - 1804

(empacados como pacas, briquetas o gránulos (pellets)), se tendría que considerar los costos de manejo y transporte dentro del precio.

En el caso de los costos de generación, estos dependen del tipo de tecnología. En el reporte de International Renewable Energy Agency (2012), se encuentra un cuadro con los costos (en dolares estadounidenses del año 2010) de varias tecnologías, de acuerdo con varios estudios. En el Cuadro 2.4, se presenta una adaptación de información. CFB y BFB son tecnologías de gasificación.

En el caso particular de Costa Rica, los proyectos de biodigestión de Porcina Americana y Coopeagropal[59] tuvieron un costo aproximado de un millón y nueve millones de dólares aproximadamente. La potencia de estos proyectos es de 250 kW y 2 MW respectivamente, lo que quiere decir que estos proyectos tuvieron un costo aproximado de 4000 US$/$kW$ y 4500 US$/$kW$ instalado.

En lo que respecta a su vida útil, se suele suponer que para una planta de biomasa, esta ronda entre los 20 y los 25 años[60]

[59]Porcina Americana: `http://goo.gl/wzQJvE`, Coopeagropal: `http://goo.gl/EX9Yug`
[60]International Renewable Energy Agency 2012.

Tecnologías asociadas a fuentes de hidrógeno

Una de las tecnologías de conversión más prometedoras es la de las celdas de combustibles (FC, del inglés *Fuel Cells*). Las FC son dispositivos que convierten la energía química de un combustible (idealmente hidrógeno puro) directamente en electricidad mediante una reacción electroquímica,[61] es decir, sin necesidad de llevar a cabo un proceso de combustión y sin partes móviles. Comparado con otras métodos de conversión, las pilas de combustible presentan una emisión baja de gases contaminantes si se usa un combustible (como el gas natural, o el biogás) hasta llegar a ser un sistema completamente libre de emisiones si se utiliza hidrógeno puro, puesto que, si se utilizara solamente hidrógeno como combustible, las FC producirían solamente agua y calor como producto final.

Dado que la generación no depende de factores climáticos y se puede instalar de manera relativamente sencilla en cualquier lugar, este tipo de tecnología es muy prometedora para la GD y una opción muy interesante para Costa Rica, que deberá ser tomada en cuenta en los próximos años.

A pesar del gran interés que existe sobre las FC, todavía no se ha logrado que estas tengan un alcance global en el marcado de la electricidad. Esto se debe principalmente a que todavía existen muchos retos que deben superarse como mejorar su vida útil, bajar los costos asociados a su producción y funcionamiento y la falta de una infraestructura de hidrógeno que permita producir electricidad con la menor contaminación posible.[62]

Antecedentes en el territorio nacional En el último plan de expansión eléctrica del ICE,[63] se indica que el precio de las FC no permiten aún su implementación a gran escala en el país, y que las tecnologías basadas en el hidrógeno necesita desarrollarse más. No obstante esto, es claro que hay ejemplos de casos exitosos de utilización en varios países, por lo que no debe descartarse como una opción para Costa Rica.

Interconexión con la red Para el caso de la generación a partir de FC, su implementación requiere no solamente de la celda como tal, sino que necesita una serie de componentes indispensables para su funcionamiento.

En primer lugar, una sola celda no es capaz de generar suficiente energía a la tensión necesaria para un uso comercial, por lo que se suele conectar varias celdas en serie para formar una pila de FC que logre producir una tensión suficiente. Luego se

[61] Nehrir, Wang y Shaw 2006.
[62] Behling 2013.
[63] Centro Nacional de Planificación Eléctrica 2014.

colocan varias de estas pilas en paralelo para que se genere la potencia que requiere la aplicación específica.

La salida de una pila de FC, no está regulada en tensión, por lo que es necesario colocar un convertidor CC-CC para formar un bus de potencia en corriente continua que permita a un inversor, convertir la energía de CC a CA para luego sincronizarse con la red.

Costos y vida útil Estudios[64] muestran que el precio de las sistemas de cogeneración con pilas de combustible en el futuro, una vez que se comercialicen en masa, será aproximadamente de US$ 3500/kW. Esta meta es la que se propuso el gobierno de Japón. De acuerdo con Staffell y Green (2013), la meta del Departamento de Energía de Estados Unidos, de que el precio de los sistemas de cogeneración con pilas de combustible ronde el precio de los US$ 1200/kW, es simplemente inalcanzable. Estos mismos autores hacen un recuento de distintos estudios que han mostrado que el precio de los sistemas puede rondar desde los US$ 1200/kW hasta los US$ 7350/kW, pero con metodologías muy distintas de estudio. En el caso de la vida útil de las celdas específicamente, esta es muy dependiente del tipo de pila y del tamaño. En el caso de las pilas PEM, su vida útil puede ser de entre 2000 y 16000 horas, mientras que para una pila SOFC, su vida útil puede estar entre las 40000 y 80000 horas. Para el resto de los componentes del sistema, como por ejemplo los inversores, la vida útil es similar al de los utilizados en otros tipos de tecnología, como la solar o la eólica.

Principales barreras para su introducción Dentro de las barreras técnicas que existen alrededor de las pilas de combustible es la generación del hidrógeno necesario para su funcionamiento[65]. Si este hidrógeno se produce a partir de combustibles fósiles, las pilas de combustible entonces no se estarían utilizando en un ciclo renovable. Existen dos posibles maneras de producir el hidrógeno necesario para generar con celdas de combustible: Obtener el hidrógeno a partir de la electrólisis del agua y otra a partir de la reformación de biogás obtenido a partir de biomasa.[66]

Otra barrera técnica está en el almacenamiento seguro del hidrógeno. Este gas presenta dos dificultades particularmente importantes: al tener una densidad baja,

[64] Staffell y Green 2013.

[65] Actualmente existen varios proyectos vigentes en Costa Rica sobre el tema de la generación de hidrógeno, por ejemplo véase en `http://celeq.ucr.ac.cr/investigacion/proyectos-vigentes`, accesado por última vez el 22 de marzo de 2015, los proyectos "Producción Fotocatalítica de hidrógeno mediante sustratos modificados de dióxido de titanio (TiO2)" y "Fosfatos de calcio-cobalto como catalizadores en la electrólisis del agua"

[66] Bocci y col. 2014.

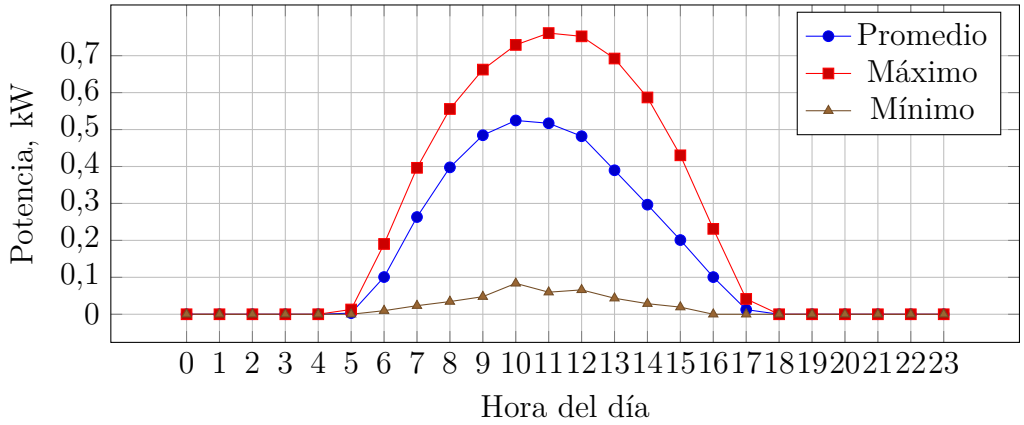


Figura 2.11.: Producción diaria para San José Centro con sistema de 1 kW, años 2012 y 2013.

es complicado almacenarlo puesto que para ello es necesario comprimirlo a presiones altas y por el otro lado, el hidrógeno es altamente explosivo.

La última barrera está en el precio de los sistemas, porque aún tienen un precio muy alto, lo que todavía no los convierte en una opción viable para generación a gran escala.

2.3. Horarios de producción de energía y potencia por parte de la GD

El objetivo de esta sección es determinar los horarios de producción de energía y potencia por parte de la GD de sistemas típicos.

2.3.1. Sistemas fotovoltaicos

La producción de energía solar está directamente relacionada con la radiación del sol y la posición del sistema fotovoltaico con respecto a este. Para hacer el análisis de la generación, se utilizaron datos satelitales de irradiación en San José Centro, tomados en los años 2012 y 2013.

En la Figura 2.11 se muestra la potencia producida por un sistema fotovoltaico de 1 kW en San José. En promedio, el máximo de generación se da entre las 10:00 y las 12:00 horas. Durante ese periodo, se producen en promedio 0,5 kW.

En la Figura 2.12, se presenta el promedio de generación por hora para el mes con mayor energía generada (Enero 2013 con 137,79 kWh) y menor energía (Noviembre

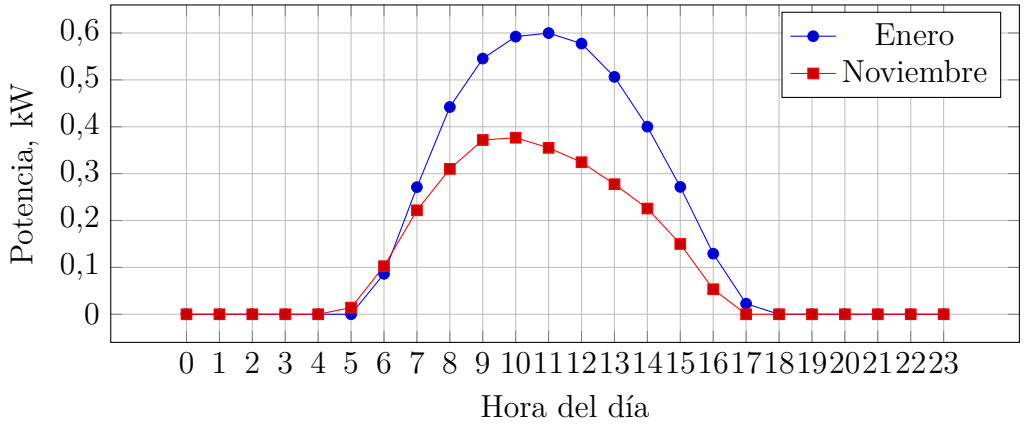


Figura 2.12.: Producción diaria promedio para San José Centro para los meses con mayor y menor producción total de energía.

2012 con 83,48 kWh). Este comportamiento se puede explicar por dos razones: Noviembre es uno de los meses más lluviosos en el Valle Central y, en menor medida, porque alrededor de esa época, el sol comienza a ocultarse más temprano por llegar el invierno en el hemisferio norte. Como las lluvias normalmente se presentan en horas de la tarde, el promedio en las primeras horas del día son muy parecidas a enero, pero la diferencia sí es clara a partir de las 9:00 horas.

Con respecto al comportamiento anual, en la Figura 2.13 se puede observar la variación en la producción de energía por mes para los años 2012 y 2013 para San José Centro. Como se puede observar, los meses de mayor producción son enero, febrero y diciembre, con la excepción de diciembre de 2012 que, de acuerdo con los datos de irradiación procesados, se generaría 14 % menos energía que durante diciembre de 2013. Durante los meses de Mayo a Noviembre, que corresponde a la época lluviosa en el Valle Central, la producción baja hasta alcanzar un promedio de aproximadamente 110 kWh, el cual es aún bastante aceptable.

2.3.2. Sistemas de generación eólica

El análisis del potencial eólico para sistemas de generación distribuida está sujeto a mayores incertidumbres y dificultades debido a la naturaleza del recurso. A diferencia del potencial fotovoltaico, del cuál se conoce el comportamiento horario y con menor medida el comportamiento estacional, en el caso del recurso eólico resulta más difícil determinar los patrones. Sin embargo, utilizando mediciones aportadas por el Instituto Metereológico Nacional de diferentes estaciones ubicadas en el área de concesión de la CNFL, se pueden realizar algunas estimaciones del potencial de

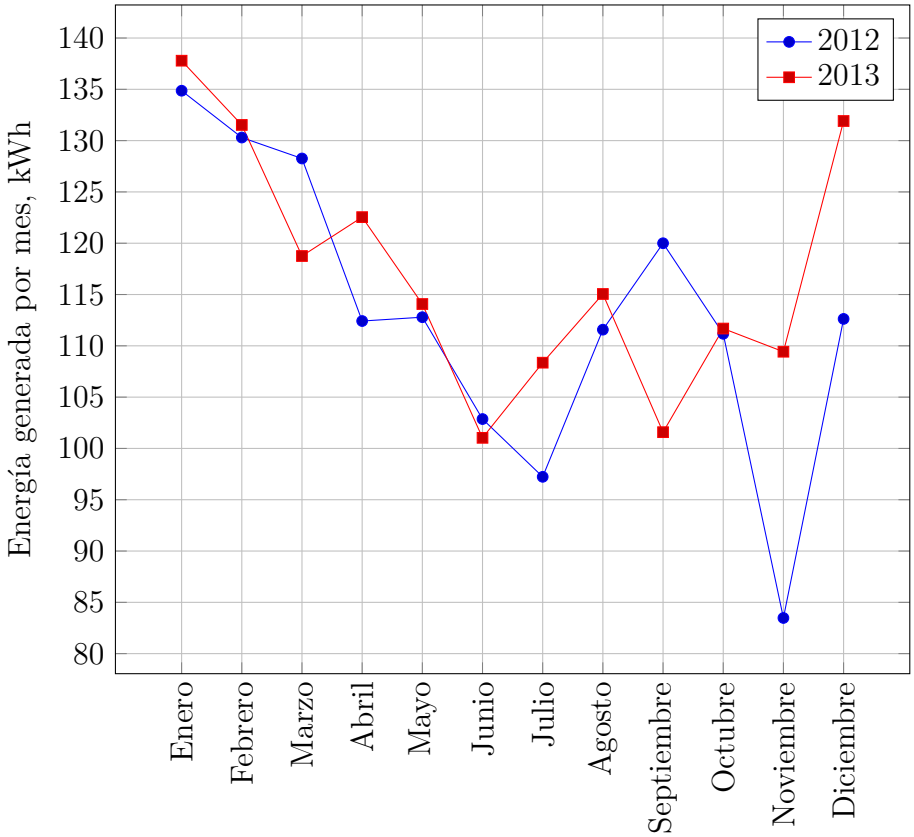


Figura 2.13.: Comportamiento anual de la producción solar en San José.

generación con recurso eólico para generación distribuida.

La información recibida corresponde a mediciones horarias obtenidas en el año 2013 en las estaciones descritas en el Cuadro 2.5. En el Cuadro se presenta también la cantidad de horas registradas; en un año de 365 días se deben obtener 8760 registros, sin embargo, en la mayoría de los casos no se obtuvo la información completa. Asimismo se presenta la calidad de los datos para cada mes en cada estación. Los cuadros con la letra C indican que la información está completa, cuando hay menos de 5 días perdidos se utiliza la clave PI Parcialmente Incompleta, en casos con más de 5 días perdidos se designa la clave Muy Incompleta MI y finalmente No hay Datos ND para los meses en los cuales no hay información.

Con la información disponible, se calcularon las curvas de Weibull para los diferentes sitios y el resultado se muestra en la Figura 2.14. En dichas curvas se observa que la velocidad del viento en zona urbana del área metropolitana no es particularmente buena, puesto que en todos los sitios se observa que la mayor parte del tiempo se tiene

Cuadro 2.5.: Disponibilidad de información por estación.

Estación	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Horas
Aerop. Pavas	C	C	C	MI	ND	ND	ND	ND	MI	C	C	C	5085
CIGEFI	PI	PI	PI	C	C	C	C	C	C	C	C	C	8569
Ciudad Colón	C	C	C	C	C	PI	ND	MI	C	PI	MI	PI	7235
Sta Bárbara	C	C	C	C	MI	C	MI	C	C	C	C	C	7996
Ochomogo	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	8760
Getsemani	C	C	C	C	PI	PI	PI	PI	PI	PI	C	C	8745
Aranjuez	C	C	C	C	C	C	C	C	PI	C	C	C	8759

una velocidad de viento entre 1 y 3 m/s. Incluso, en el caso de Ochomogo, el factor de forma de la curva Weibull es menor que uno, implicando grandes variaciones en las velocidades registradas. En el caso de los demás sitios, la forma de la curva viene dada por factores de forma mayores que uno y por tanto la variabilidad es menor. Sin embargo, desde el punto de vista de generación, al revisar la Figura 2.15, todos los sitios tienen una velocidad promedio que apenas alcanza para generar a un 10 % de la capacidad de la turbina.

Debe tomarse en cuenta que para algunos sitios la información está incompleta y no hay datos para todos los meses, como es el caso de Junio para el aeropuerto de Pavas. Por tanto, la potencia generada real sería mayor a lo reportado. Adicionalmente las series de datos utilizados corresponden únicamente al año 2013, para realizar un mejor análisis del potencial se requieren más años de datos.

El patrón diario de generación de potencia con fuentes eólicas se muestra en la Figura 2.16. En la gráfica se puede observar que la potencia promedio, en el mejor de los casos, alcanza 0,25 kW y que la generación se comporta de la misma forma en los diferentes sitios. En el caso de la potencia máxima, se observa un patrón similar pero con menos variación entre las horas. Cabe considerar que estos son los valores máximos de generación para toda la muestra del año, y en el mismo se puede observar que en varios casos no se llega al 50 % de potencia nominal de la turbina.

La Figura 2.17 muestra la cantidad de energía generada para cada uno de los sitios. Se puede observar que excepto por los meses de Enero, Febrero y Marzo la cantidad de energía producida es muy limitada. Los sitios del aeropuerto de Pavas y Ochomogo son los que mostraron mejores resultados, y el resto muestran potencial eólico muy pobre, por lo que no se justificaría la inversión de instalar un aerogenerador de pequeña escala. El único lugar que muestra mayor potencial es el aeropuerto de

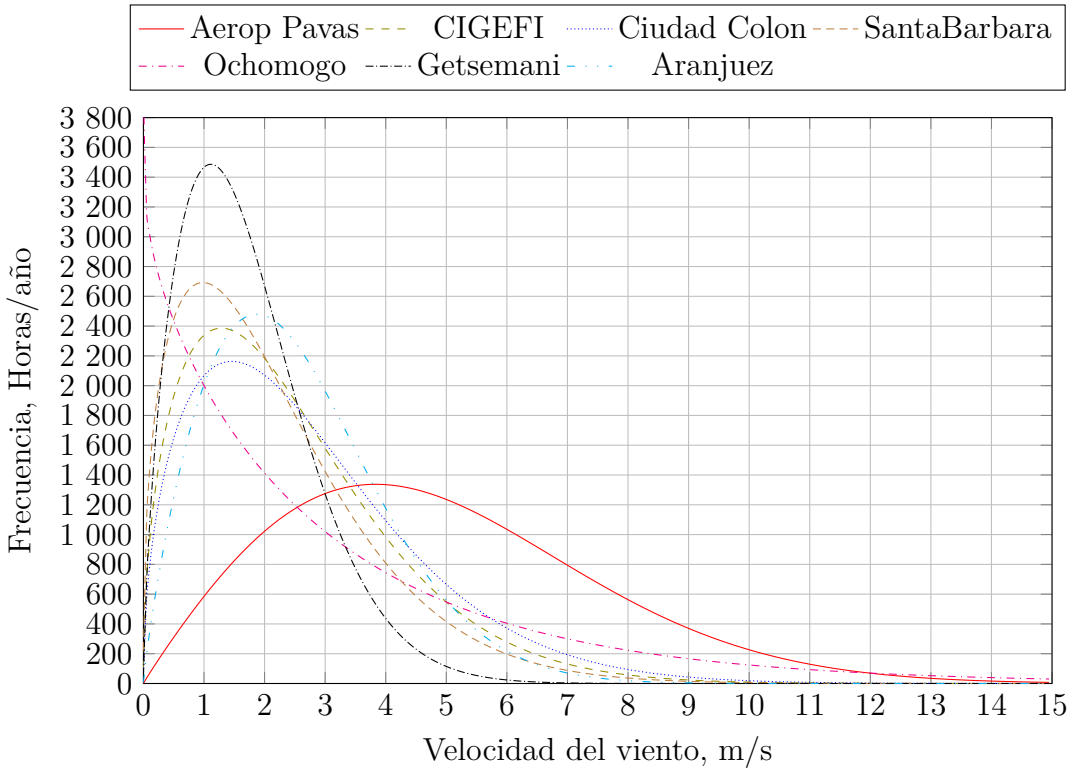


Figura 2.14.: Distribuciones de probabilidad Weibull velocidad del viento.

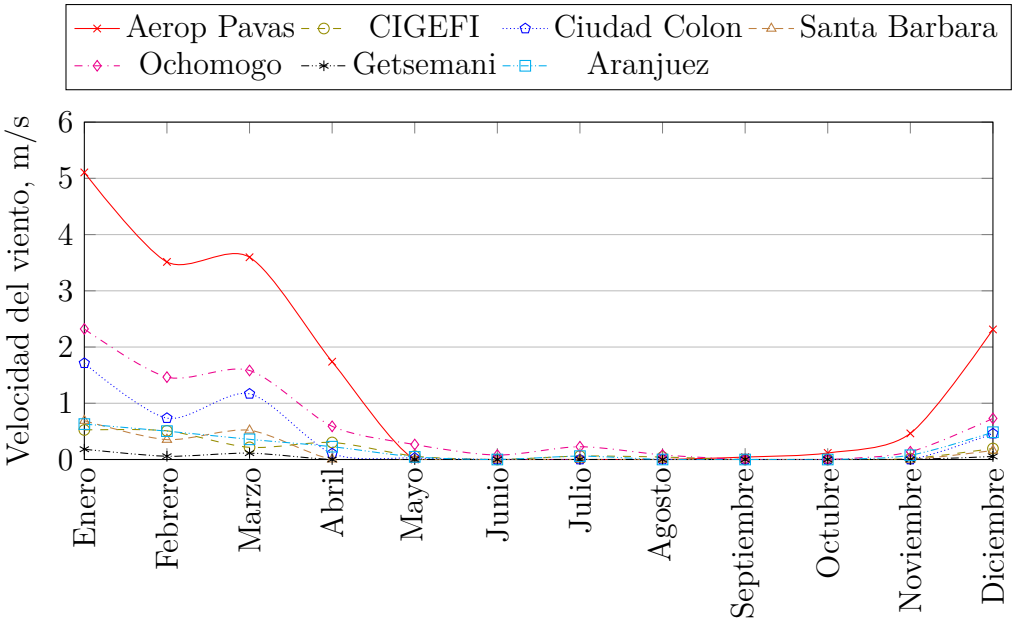
Pavas.

En términos generales, de los resultados obtenidos es claro que el uso del recurso eólico para sistemas de generación distribuida para autoconsumo parece ser poco viable en el área servida por CNFL. Esta conclusión es incluso confirmada por el comportamiento del mercado en el país, donde menos de una decena de proyectos han sido eólicos; un número muy por debajo de la cantidad de sistemas fotovoltaicos instalados en los últimos años.

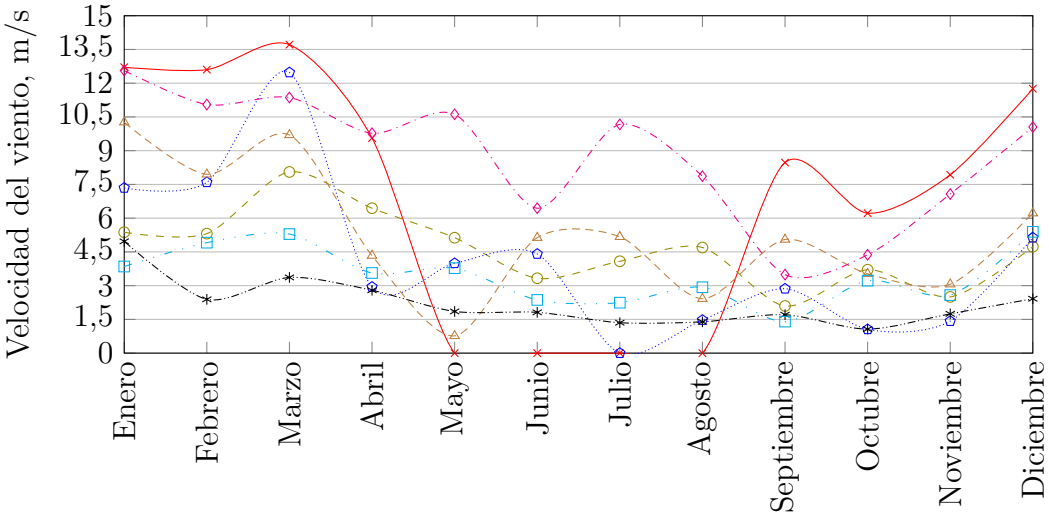
2.3.3. Sistemas de biomasa

Como se mencionó anteriormente, una de las principales ventajas de generar electricidad con biomasa es que no depende del tiempo atmosférico, y además, dependiendo del tipo de materia que se utilice, puede ser almacenado y utilizado cuando se requiere.[67]

[67] Carneiro y Ferreira 2012.

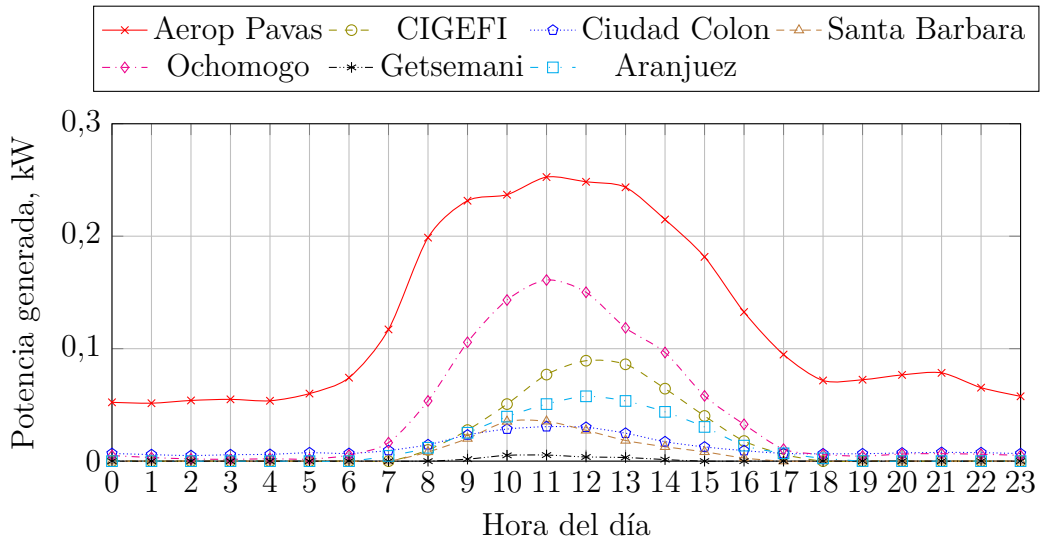


(a) Velocidad promedio

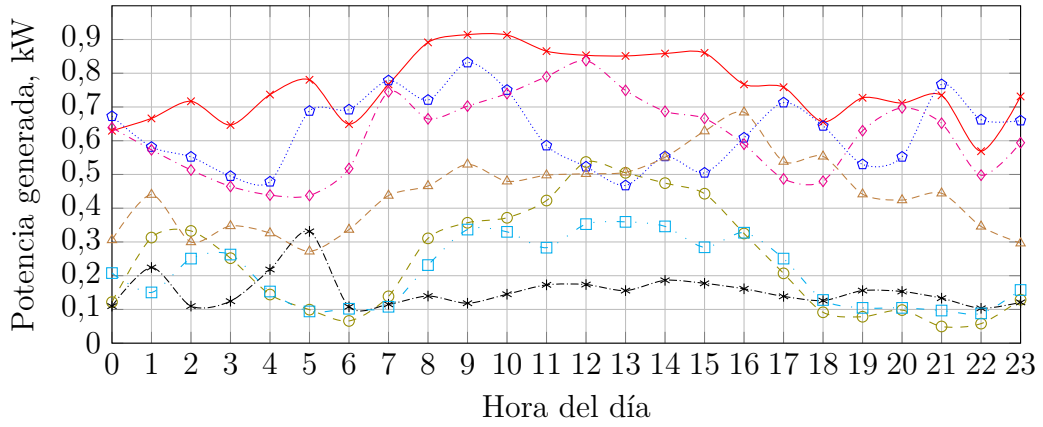


(b) Velocidad máxima

Figura 2.15.: Velocidad promedio y máxima del viento por sitio por mes.



(a) Potencia promedio



(b) Potencia máxima

Figura 2.16.: Potencia promedio y máxima del viento por sitio por hora.

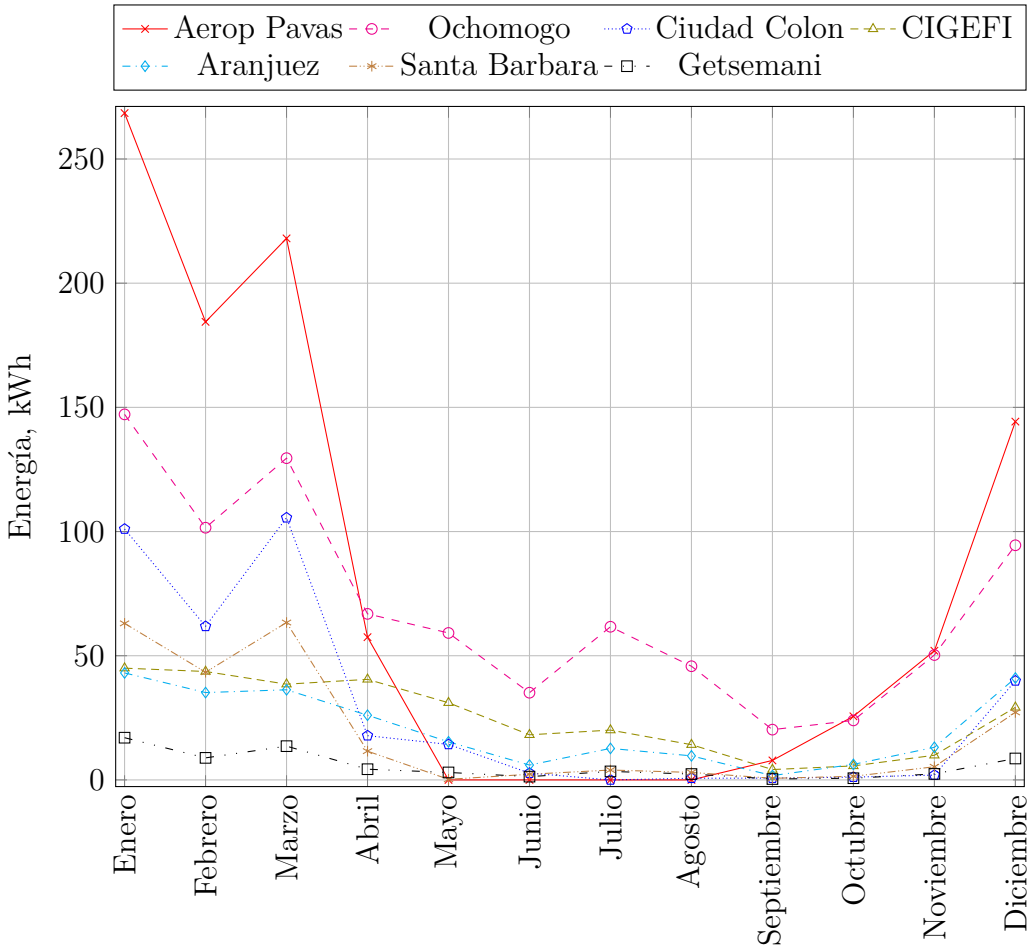


Figura 2.17.: Energía mensual por sitio.

Por ello, no se puede definir exactamente un horario de generación para los sistemas basados en biomasa. Por ejemplo, las empresas que producen caña de azúcar tendrán una generación continua 24/7 durante los meses de cosecha, pero el resto de meses la generación podría caer a cero. Por el contrario, una empresa que cría cerdos, contará con las excretas prácticamente durante todo el año, por lo que, potencialmente, podría generar electricidad todos los días inclusive, durante las 24 horas.

Del informe *Evaluación de la Generación de Residuos Agrícolas Orgánicos (RAO) en Costa Rica e Identificación de Sector Prioritario*[68] publicado en el año 2013, se extrae que los sectores agrícolas (café, arroz, caña de azucar, piña, banano, entre otros) y pecuarios (porcino, avícola, leche, carne) tienen potencial para producción

[68]Coto Chinchilla 2013.

de electricidad. Sin embargo, la mayoría de estas actividades se realizan fuera del área de concesión de la CNFL, a excepción de casos particulares como las fincas lecheras en el Cantón de Coronado.

En una entrevista realizada a la Ing. Carolina Hernández Chanto y al Ing. Rodolfo Amador, encargados del programa de biogás del ICE[69], se informó que la mayoría de los productores que han instalado sistemas de generación con base en biogás, generan electricidad en horas de demanda máxima, sin conexión a la red de servicio público. La razón por la cual no se conectan a la red es que los equipos necesarios para conectarse a la red incrementan los costos del proyecto en un 300 a 400 % en la mayoría de los sistemas de pequeña capacidad, por lo que prefieren la opción de usar una transferencia manual que aísla su instalación de la red cuando sus generadores empiezan a operar.

En general, para que una planta eléctrica de biogás sea rentable, se necesitan cerca de dos toneladas de residuos orgánicos diarios (aproximadamente, el desecho producido por 200 cabezas de ganado) y preferiblemente que se utilice como parte de un sistema de cogeneración, de manera que también se utilice la biomasa para producir calor. Por ello, a criterio de los ingenieros, con la entrada de AR-NT-POASEN no se espera un aumento considerable en la cantidad de generadores distribuidos con tecnología de biomasa conectados a la red eléctrica.

Como caso particular, la nueva planta de tratamiento de agua del AyA[70] está siendo diseñada de manera que sea autosustentable energéticamente, por lo que se instalará un sistema de generación de electricidad a partir de los desechos municipales. De acuerdo los ingenieros, esta planta tendrá una capacidad de 1,7 MW y se sincronizará con la red eléctrica.

[69] `http://goo.gl/MLRLFX`
[70] `http://goo.gl/dT6pST`

3. Generación Distribuida en Costa Rica

3.1. Generación Distribuida en el Contexto Costarricense

De acuerdo a la definición de generación distribuida descrita en la Sección 2.1.1, la generación distribuida ha estado presente en Costa Rica desde los inicios del sistema eléctrico nacional. La planta hidroeléctrica Carillos propiedad de la ESPH fue una de las primeras plantas hidroeléctricas conectadas al circuito de distribución, y al día de hoy sigue operando conectada al circuito de Poás en Alajuela. La motivación detrás de la construcción de esta planta en los años 50 tiene muchas similitudes con las que se tienen hoy en día para fomentar este esquema, obtener independencia energética de la empresa de generación de aquel momento. Este caso sirvió como ejemplo para las empresas municipales y cooperativas que aún al día de hoy continúan instalando plantas hidroeléctricas en sus redes de distribución.

Posteriormente con la aprobación de la ley 7200 se realizaron más instalaciones de generación distribuida de mediana escala con el objetivo de producir energía para la venta al ICE. En los años recientes, con las reducciones de precios en los paneles solares, los avances tecnológicos en el área de electrónica de potencia y el interés público se ha impulsado la adopción de generación distribuida bajo el concepto de autoconsumo para consumidores residenciales, comerciales e industriales.

La presente sección explora las iniciativas nacionales en el tema de generación distribuida para autoconsumo únicamente.

3.1.1. Plan Piloto de Generación Distribuida para Autoconsumo del ICE 2010-2015

El Plan Piloto del Instituto Costarricense de Electricidad fue un programa de escala experimental, que ofreció a sus clientes con el objetivo de estudiar las nuevas tecnologías de generación distribuida y su efecto sobre las redes de distribución. El

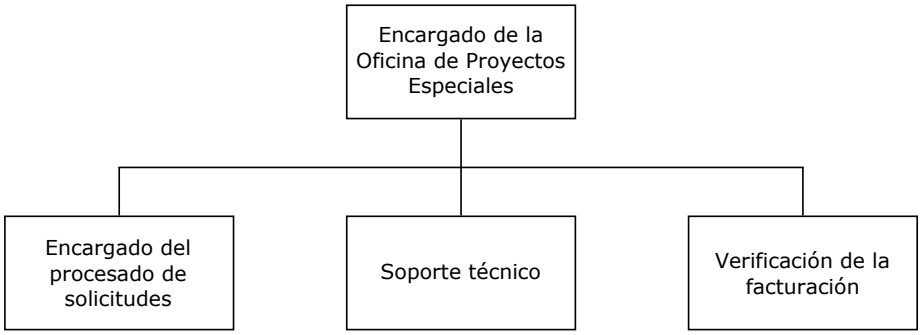


Figura 3.1.: Mapa organizacional del Plan Piloto de ICE.

plan contemplaba una capacidad máxima de 10 MW concesionados, de los cuales al menos 1 MW se reservaba para clientes residenciales. El plazo de vigencia oficial del Plan Piloto se extendió desde el mes de octubre del año 2010 hasta el mes de diciembre del 2014, con una prórroga hasta el mes de febrero del 2015. El ICE estableció "acuerdos de interconexión" con los clientes que instalaron plantas bajo ese plan. Esos acuerdos establecen las condiciones de instalación y operación de los sistemas y tienen una vigencia de 15 años. El plan no limitó la capacidad instalada para generación de cada cliente, la cual dependía de las condiciones económicas del mismo. Para instalaciones menores a 10 kW, el plan simplificaba el procedimiento de solicitud de interconexión.

El proyecto impulsado por el ICE logró cumplir la cuota de potencia instalada de manera exitosa particularmente porque no se estableció una tarifa de acceso a la red. Además, el ICE absorbió los costos de medición, procesamiento e inspección del proyecto.

Durante el plan, el esquema organizacional del recurso humano dentro del ICE fue cambiando con el tiempo, sin embargo, actualmente la jerarquía que dirige el proyecto es tal y como se muestra en la Figura 3.1. A pesar que el plan piloto ya no permite recibir más solicitudes de interconexión, a febrero 2015 aún debía terminar de consolidar las solicitudes pendientes y realizar el análisis de los resultados.

Dentro de los beneficios aportados por el plan para el país se tienen la diversificación de fuentes renovables de energía, creación del mercado de equipos de generación distribuida e instaladores, además de que se incentivó la inversión privada en temática energética. Los beneficios para el cliente corresponden a disminuciones del precio de instalación de equipos de generación con energía renovable y disminución del pago de facturación eléctrica al demandar menos energía de la red.

El plan es enfático en que estaba dirigido a la generación distribuida renovable para autoconsumo. El plan piloto no englobaba el propósito de venta de excedentes

Cuadro 3.1.: Resultados del Plan Piloto del ICE

Total de solicitudes	366
Total de kW interconectados	3049,81
Total de kW en solicitudes recibidas	3217,715
Total de kW en solicitudes aprobadas	5006,21

o dedicación exclusiva de aporte energético por parte de terceros (empresas generadoras). Al momento de ejecución del plan, no existieron remuneraciones al cliente más que la reducción en la factura eléctrica debido a la generación propia.

Desde el punto de vista de los efectos técnicos de la inclusión de estas fuentes de energía en la red de distribución, el ICE no publicó, ni tiene registros del impacto de dichos sistemas de generación en la red, a pesar de ser uno de los objetivos del plan piloto. Asimismo, el ICE no desarrolló un estudio del impacto financiero pues no formaba parte de los objetivos del plan.

En el Cuadro 3.1 se presentan los resultados tomados del ICE del Plan Piloto a febrero del 2015[1]. A la fecha de su clausura, se habían interconectado a la red un total de 3049,81 kW. Si se suma la cantidad de solicitudes aprobadas y las recibidas (en ambos casos, todavía no se había culminado la conexión de los generadores a la red), la potencia total del plan alcanza aproximadamente 11,27 MW, lo que supera la meta determinada de interconectar 10 MW de energía para autoconsumo.

En la Figura 3.2, se muestra la distribución de solicitudes por tecnología. Es claro que la tendencia es que las personas interesadas instalen sistemas fotovoltaicos para generar la energía de autoconsumo. Sin embargo, de acuerdo a la Figura 3.3, aunque el número de solicitudes de generación solar representa el 98,4 % del total, la potencia total instalada alcanza sólo el 60 %. Esto se debe principalmente a que en el caso de la generación con biomasa, el proyecto que se aprobó en el plan fue de 4,5 MW. Este proyecto pertenece a la empresa "El Pelón de la Bajura" en Guanacaste, cuyo plan consiste en quemar los desechos de la producción de arroz para generar electricidad. Este es un caso excepcional, por lo que se debe ser cuidadoso a la hora de analizar los resultados del Plan Piloto. Si el caso de la biomasa se descartara, el aporte de la tecnología solar al Plan sería de 99,8 %, por lo que, es de esperar que la mayoría de la generación distribuida para autoconsumo que se instalará en el país será tipo fotovoltaico.

Con respecto al tipo de cliente, los resultados del Plan Piloto muestran que un 72 % corresponden a clientes con tarifa residencial, 23 % corresponden a una tarifa

[1]Datos obtenidos de la presentación del Plan Piloto en el marco de CONACE sobre el Plan Piloto de GD del ICE

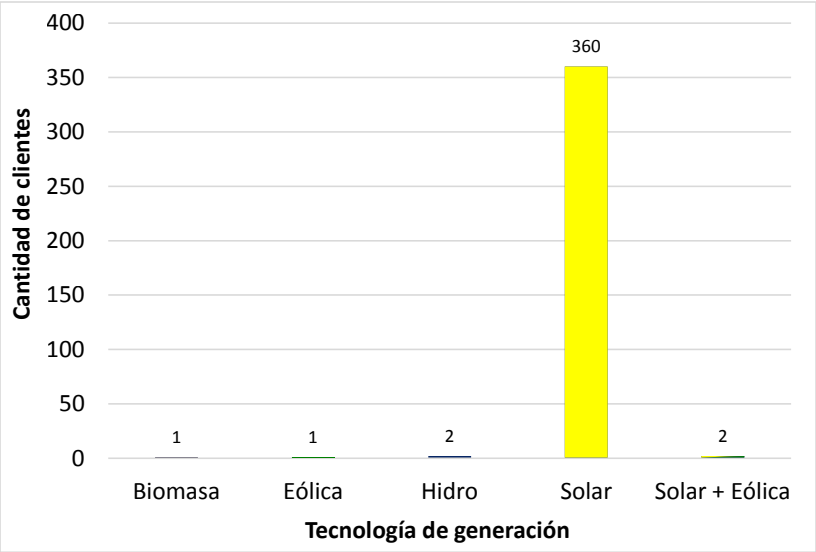


Figura 3.2.: Cantidad de solicitudes según tecnología a febrero 2015. Fuente ICE

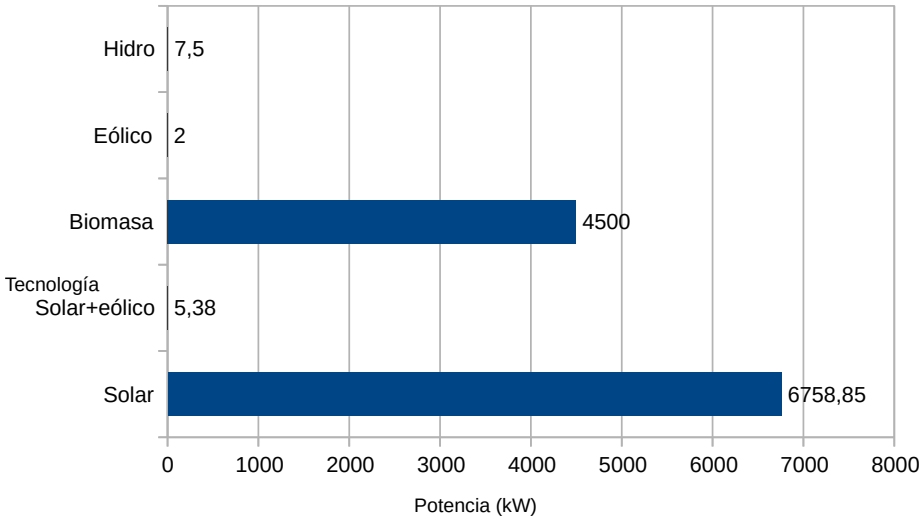


Figura 3.3.: Capacidad por tecnología. Fuente ICE

Cuadro 3.2.: Distribución geográfica de los clientes del Plan Piloto. Fuente ICE

Región	Cantidad de solicitudes	Capacidad solicitada (kW)
Brunca Río Claro	19	232,5
Brunca San Isidro	95	1060,6
Central	93	1034,3
Chorotega	77	5013,3
Huetar Turrialba	3	10
Huetar Atlántica	8	91,4
Pacífico Central	71	613,8

general y un 5 % a clientes con tarifa industrial. Esto es interesante porque muestra una vez más que las personas "comunes" son las que están más interesadas en colocar este tipo de sistemas en sus propiedades. Sin embargo, el crecimiento para tarifas general e industrial también fue bastante importante.

En lo que respecta a su distribución geográfica, en el Cuadro 3.2 se presenta la cantidad de solicitudes y la capacidad solicitada. La región con más solicitudes es la Brunca San Isidro con 95 solicitudes, seguido por la región central con 93. La región con más capacidad solicitada es la Chorotega, con 5013,3 kW, pero en este caso, 4500 kW corresponden al proyecto del Pelón de la Bajura.

3.1.2. Directriz 14-MINAET

La directriz 14 de MINAET fue dictada en el año 2011 con el objetivo de poner el tema sobre la mesa de la instituciones del área energética. Esta directriz se publicó con miras al cumplimiento de las metas establecidas en en VI Plan Nacional de Energía 2012-2030, el cuál estableció:

- Línea de acción: Incentivar el desarrollo de sistemas de generación de electricidad a pequeña escala para autoconsumo, utilizando fuentes renovables de energía; así como las aplicaciones de cogeneración de electricidad y calor.
- Meta: Desarrollar al menos 2 proyectos pilotos al 2013.
- Actividades: Elaborar y poner en marcha, planes piloto de desarrollo de la generación distribuida para autoconsumo.
- Responsables: Instituciones y Empresas del Sector Energía

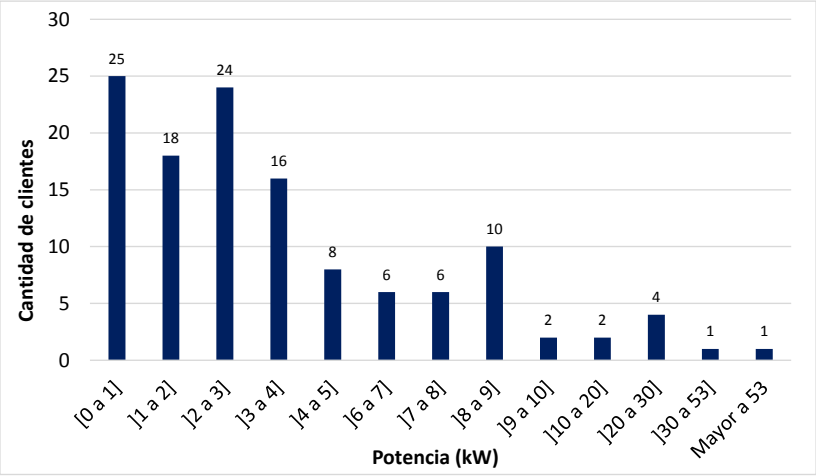


Figura 3.4.: Capacidad de planta por clientes a abril 2015. Fuente ARESEP y CNFL

La directriz está enfocada a que las instituciones del Subsector Electricidad elaboren y pongan en marcha planes piloto de desarrollo de la generación distribuida para autoconsumo. Sin embargo, se limitó el autoconsumo a sistemas de generación de electricidad conectados a 120/240 V y al uso de fuentes eólica, solar o reuso de energía térmica.

Por sí misma, la directriz es muy escueta y su alcance es limitado. Prueba de ello es la falta de seguimiento y cumplimientos de la misma, puesto que el único plan piloto propiamente ejecutado y exclusivo de generación distribuida para autoconsumo es el que llevó a cabo el ICE, que inició previo a la publicación de la directriz.

3.1.3. Generación distribuida para autoconsumo en la CNFL

Según datos de la CNFL, a abril del 2015 habían 124 clientes con generación distribuida para autoconsumo, los cuales en su totalidad utilizan tecnología fotovoltaica. La Figura 3.4 y la Figura 3.5 resumen el estado según la capacidad máxima de las plantas y su fecha de instalación. En la Figura 3.6 se presenta un mapa con la ubicación geográfica de los proyectos de generación distribuida de la CNFL, así como una representación gráfica de la capacidad instalada. La mayor concentración de generadores distribuidos se encuentra en la región central, especialmente en los cantones de San José, Tibás, Moravia, Montes de Oca y Curridabat. También se observa una proliferación importante en los cantones de Santa Ana, Escazú y La Unión. La instalación más grande reportada es de 64,8 kW y se encuentra ubicada en Tibás, seguida por una instalación de 53 kW en Montes de Oca.

A pesar de que en la red de la CNFL existen algunos generadores distribuidos para

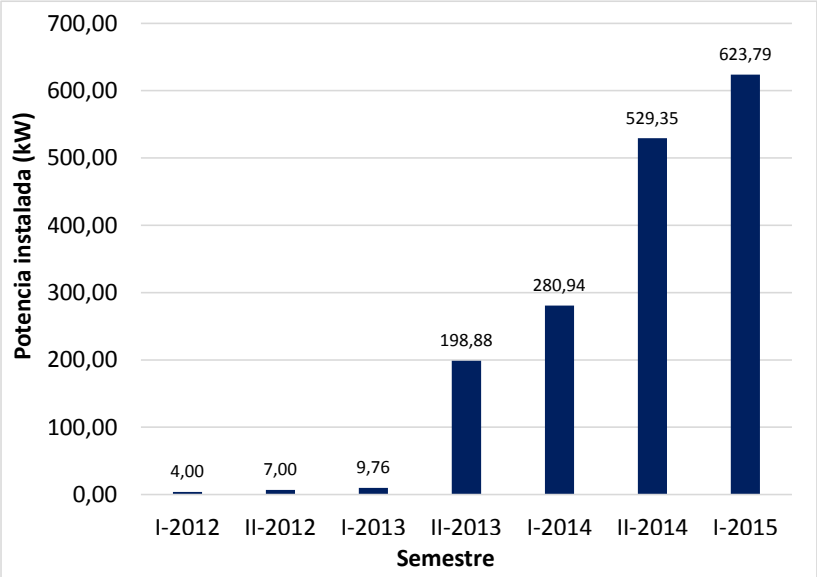


Figura 3.5.: Progreso de la potencia instalada a abril 2015. Fuente ARESEP y CNFL

autoconsumo, esto no ha sido producto de un programa estructurado por parte de la compañía. El único programa que maneja la CNFL fue el de mantener convenios de recaudación con las empresas comercializadoras de equipos de eficiencia energética y energía renovable. Este servicio de recaudación consiste en cobrar a través del recibo eléctrico las cuotas pagadas por los clientes que adquieren un equipo de ahorro energético o calentador solar de agua, financiado por la empresa comercializadora. La CNFL depositaba el monto recaudado excluyendo la comisión que cobra por el servicio.

De acuerdo a la información suministrada por CNFL, a falta de un programa estructurado, no se realizó ningún estudio para evaluar el impacto de los sistemas de generación para autoconsumo en la red eléctrica. Esto se justifica porque el nivel de penetración es muy bajo, los sistemas están muy dispersos unos de otros y la capacidad instalada es baja. De igual manera, tampoco se han reportado estudios sobre el impacto en las finanzas de la compañía.

3.1.4. AR-NT-POASEN capitulo XII

La Norma técnica Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional (AR-NT-POASEN) de la ARESEP establece la forma como se planeará, desarrollará y operará el Sistema Eléctrico Nacional y las condiciones técnicas, comerciales y tarifarias para los interesados en interconectarse al sistema. Esta norma técnica fue

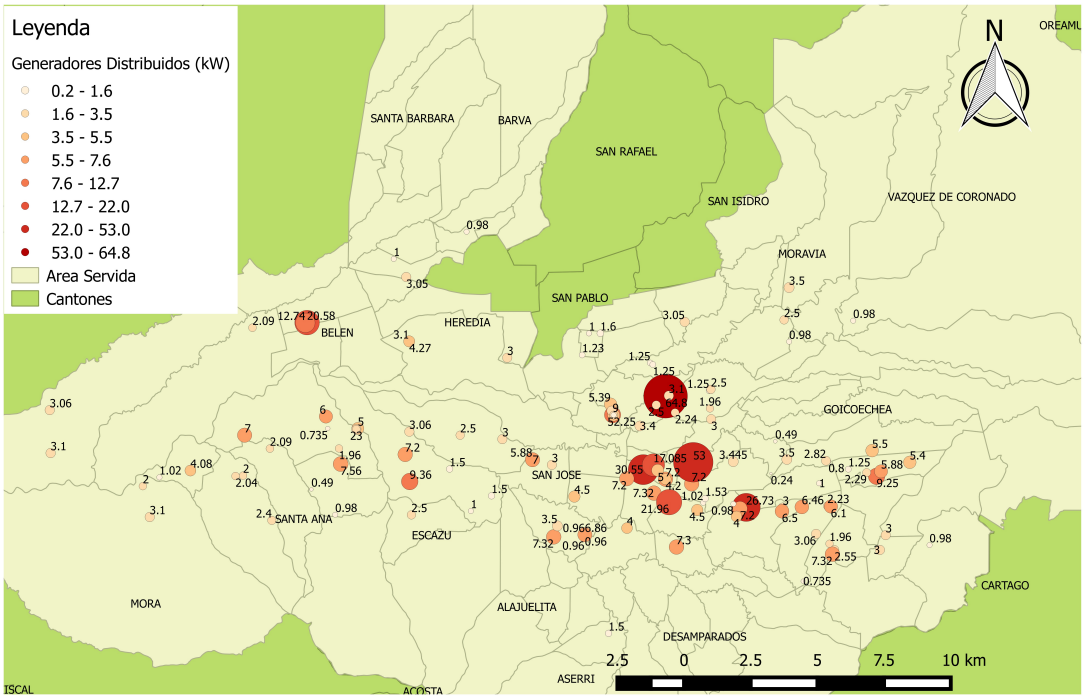


Figura 3.6.: Ubicación de los generadores distribuidos en la zona de concesión de la CNFL. Datos ARESEP y CNFL.

aprobada por la Junta Directiva de ARESEP el 31 de marzo del 2014 y el 8 de abril del mismo año fue publicada en el diario oficial La Gaceta.

El capítulo XII de AR-NT-POASEN establece el libre acceso de generadores para autoconsumo, de 1 MW o menos, a la red de distribución siempre y cuando la red cuente con las condiciones técnicas para tal efecto, y que el interesado cumpla con las condiciones técnicas, comerciales y requisitos establecidos en la norma. Asimismo, el abonado con generación para autoconsumo debe consumir al menos el 51 % de la energía generada y la fuente primaria de generación debe ser renovable.

La norma hace una división de micro y mini generación de acuerdo a la capacidad nominal de los generadores. Los micro generadores son generadores cuya capacidad nominal es de 100 kVA o menos y los mini generadores tienen capacidad superior a 100 kVA pero igual o inferior a 1000 kVA. Estos generadores deberán cumplir con las especificaciones constructivas y operativas establecidas en las normas técnicas IEEE

1547, IEEE 519, IEEE 929[2] y UL 1741, según corresponda.

Entre los puntos más importantes a resaltar de la norma es que solicita a las compañías de distribución realizar los estudios técnicos de viabilidad de interconexión del generador distribuido, y obliga a las compañías de distribución a cuantificar la capacidad de sus redes de distribución para operar con generación para autoconsumo, sin afectar la continuidad, seguridad y calidad del suministro eléctrico. Entre las restricciones de interconexión establecidas por ARESEP están:[3]

- La capacidad del generador no puede ser superior al 50 % de la capacidad de los conductores de la red de distribución.
- La suma de las potencias nominales de los generadores en un mismo alimentador no debe exceder el 15 % de la máxima demanda anual del alimentador.
- La capacidad agregada de los micro generadores conectados a un transformador debe ser menor o igual a la capacidad del mismo.
- La interconexión de un micro generador con capacidad superior a 50 kVA conectado a la red de media tensión debe efectuarse a través de un transformador de uso exclusivo.

ARESEP establece en la norma la modalidad de *Medición Neta Sencilla* para reconocer los excedentes de energía del generador distribuido que son inyectados a la red de distribución. En caso de excedentes de energía al final del mes en curso, el abonado acumula el excedente para utilizarlo en el mes o meses siguientes en el mismo año calendario, tras el cual el excedente no será reconocido por la empresa distribuidora.

Finalmente, la norma establece un costo por interconexión que se deberá pagar una única vez, en el momento en que se firma el contrato de interconexión, y una tarifa de acceso a la red que el abonado con generación distribuida deberá pagar mes a mes a la empresa de distribución. Los costos de interconexión contemplan el costo del sistema de medición y sus accesorios, así como los estudios de ingeniería, inspección y puesta en servicio de la interconexión. De acuerdo a ARESEP, la tarifa de acceso a la red contempla la proporción de los costos fijos de la empresa de distribución, que todo abonado debe retribuirle independientemente de su consumo. Dichos costos fijos está determinado por inversiones, el valor de capital, costos de

[2] esta norma ya no aplica en la actualidad pues fue relevada por IEEE 1547.

[3] *Norma Técnica: Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional. AR-NT-POASEN.* 2014.

mantenimiento y operación de la red, así como los costos asociados a las actividades de comercialización. La tarifa de acceso a la red se aplica a los kWh consumidos por el abonado a partir de la generación propia.

3.1.5. Reglamento Generación Distribuida para Autoconsumo con Fuentes Renovables Modelo de Contratación Medición Neta Sencilla

El 8 de octubre del 2015, se publicó en el periódico oficial La Gaceta, el decreto del Reglamento de generación distribuida para autoconsumo del MINAE. El objetivo es regular la actividad de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables, utilizando el modelo contractual de medición neta sencilla. Este reglamento es de aplicación obligatoria para toda persona física o jurídica que instale y opere un sistema de generación para autoconsumo.

En el reglamento no se estableció una restricción en el tamaño del generador distribuido. Sin embargo, en caso de excedentes depositados a la red, el abonado tendrá derecho de retirar hasta un 49 % de la energía generada, siendo esto congruente con AR-NT-POASEN. Además, los sistemas de generación fotovoltaicos con una capacidad menor o igual a 500 kVA no requieren licenciamiento ambiental de SETENA.

Dado que se trabaja con un modelo contractual de medición neta sencilla, el productor-consumidor no será sujeto a ninguna retribución económica, ni tendrá derecho a intercambios de energía cuando se supere el 49 % de la energía generada en dicho mes. Si el productor-consumidor consume más energía que la depositada en la red de distribución deberá pagar la diferencia de acuerdo a las tarifas establecidas por la ARESEP.

Para instalar un sistema de generación interconectado a la red de distribución, el abonado presentará a la empresa distribuidora una solicitud para el estudio de disponibilidad de potencia en el circuito. Se permitirá la cantidad de interconexiones de acuerdo a la capacidad máxima permitida en un circuito.

El diseño del sistema de generación distribuida deberá estar firmado y sellado por un ingeniero colegiado y visado por el Colegio Federado de Ingenieros y Arquitectos.

El reglamento estipula que el abonado debe obtener la autorización de la empresa distribuidora para instalar el sistema de generación distribuida. Además, la empresa revisará el sistema de generación para verificar que cumple las normas técnicas para la operación conectado a la red.

La empresa distribuidora tiene la obligación de realizar los estudios técnicos para determinar la capacidad máxima de potencia que se puede agregar a cada circuito. Como punto de partida se establece que la capacidad máxima de todos los sistemas de

generación conectados en un mismo circuito no deberá exceder el 15 % de la demanda máxima anual del circuito.

Segú el reglamento, la ARESEP será la responsable de establecer las tarifas de interconexión, acceso, cargos por potencia, actividades de gestión administrativa y técnica y cualquier otro cargo aplicable a la actividad de generación distribuida para autoconsumo.

3.2. Situación de los programas de GD en las empresas municipales y cooperativas

En esta sección se presenta una descripción de la situación actual de las empresas de distribución que operan actualmente en Costa Rica y su posición y expectativas sobre la Generación Distribuida para autoconsumo y las disposiciones de AR-NT-POASEN en su capítulo XII.

Actualmente, las empresas distribuidoras de electricidad son el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), La Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH), la Junta Administrativa de Servicios Eléctricos de Cartago (JASEC), y las cooperativas COOPEGUANACASTE, COOPELESCA, COOPESANTOS y COOPEALFARORUIZ. La siguiente información se recopiló a partir de un cuestionario enviado a las empresas. ICE y COOPEALFARORUIZ no respondieron al cuestionario.

3.2.1. Programas y experiencias en proyectos de Generación Distribuida e impacto en la red

CNFL En esta distribuidora, hasta febrero de 2015 había conectado 124 sistemas, los cuales sumaban una capacidad instalada de 623,79 kW. La CNFL ejecutó dos iniciativas:

1. *"Se adquirieron paneles solares y se instalaron en los techos de algunos clientes, la generación se inyecta directamente a la red de baja tensión y no a la carga del cliente. El cliente recibe un monto fijo mensual por el alquiler del techo".*

2. *"Se permitió la interconexión de sistemas de generación FV en las instalaciones del cliente, dimensionado por el cliente y a cuenta y riesgo de este. Se procesó el cambio del medidor de interconexión con el fin de contar con los registros de energía inyectada y extraída. No se aplica neteo, se pretende normalizar todos los casos para que se ajusten a POASEN XII".*

En el primer caso, la CNFL sería propietaria de los paneles y los clientes alquilarían el espacio en sus propiedades. En el segundo caso, corresponde más que todo a iniciativas privadas, como sucedió en el resto de distribuidoras.

En el segundo caso la CNFL utilizó los criterios del plan piloto del ICE como base para generar un procedimiento interno y documentación. La diferencia más importante con el plan del ICE, es que en el caso de la CNFL la instalación de paneles bajo este esquema se dio por solicitud e iniciativa de los abonados y no de forma programática en la compañía.

Cooperativas y empresas municipales En el caso de las distribuidoras municipales y cooperativas, antes de que se pusiera en vigencia la norma AR-NT-POASEN, no existió ningún tipo de programa formal parecido al Plan Piloto del ICE o las iniciativas de la CNFL. Sin embargo, algunas empresas permitieron de forma ad-hoc la instalación de sistemas de generación, como es el caso de COOPEGUANACASTE que autorizó la conexión de siete generadores fotovoltaicos en residencias con una capacidad total de 28,37 kW y de biomasa (en los ingenios). Para este caso, sólo se verificaron que las condiciones técnicas necesarias se cumplieran y se cambió el medidor por uno de cuatro cuadrantes (bi-direccional).

Otro caso en la red de JASEC, la empresa Porcina Americana solicitó la conexión de un generador basado en un biodigestor. Este proyecto se desarrolló mediante un fondo de cooperación internacional. La capacidad instalada de este generador fue de aproximadamente 250 kW. La empresa expresó que a pesar de haber recibido consultas de interesados en instalar paneles solares, al momento no se han concretado.

En COOPESANTOS, no se reporta ningún tipo de programa ni solicitudes de conexión, el mismo caso se reportó para COOPEALFARORUIZ quienes indicaron que las personas que manejaban estos temas ya no trabajan en la compañía. Sin embargo la empresa COOPETARRAZÚ, en conjunto con la Universidad de Costa Rica, colocó un conjunto de páneles solares en el edificio administrativo como parte de un proyecto de investigación de utilización de fuentes renovables en el sector cafetalero[4]. Sin embargo, desde el punto de vista de los abonados a esta red, no se ha concretado la instalación de ningún panel en ninguno de los tres casos.

COOPELESCA reporta que a abril 2015 no ha recibido ninguna solicitud de conexión y por lo tanto no tuvieron ninguna experiencia ni asignaron personal para este tema.

En la ESPH no reportaron ningún programa en particular y al igual que en la CNFL se han instalado paneles solares por iniciativa de los clientes. Afirman que

[4] `http://goo.gl/iXL4om`

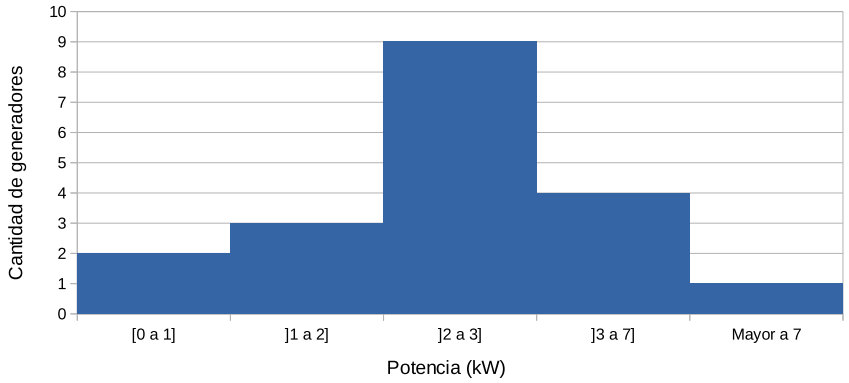


Figura 3.7.: Equipos fotovoltaicos instalados en la red de ESPH. Fuente: ARESEP

han recibido en promedio dos solicitudes de interconexión al mes y que actualmente tienen conectados unos 22 microgeneradores, todos fotovoltaicos con una capacidad promedio de 3 kW y una sola instalación de 40 kW. La Figura 3.7 muestra los equipos instalados para diferentes rangos en la red de ESPH.

En términos generales, la implementación de proyectos de autogeneración no ha ocasionado impactos sobre el funcionamiento de la red. Sin embargo, las distribuidoras han expresado preocupación por potenciales problemas como:

- Problemas de regulación de tensión eléctrica.
- Problemas con coordinación de protecciones.
- Producción de armónicos por la interconexión de inversores.
- La potencia eléctrica producida presenta oscilaciones debidas a la variabilidad del recurso renovable (sol, viento, etc.).
- Desde el punto de vista financiero: Disminución de las ventas, disminución de los ingresos, incremento de gastos.

Desde el punto de vista administrativo, las empresas han iniciado el proceso de crear unidades internas para atender el tema o en algunos caso asignar responsables dentro su esquema organizacional existente. Sobre este tema, en algunos casos se ha generado preocupación sobre los costos que esto implica y si serán reconocidos dentro del esquema tarifario.

A partir de la puesta en marcha de AR-NT-POASEN, sólo COOPEGUANACASTE y JASEC han visto un aumento en el número de solicitudes de interconexión para

proyectos de generación distribuida tipo autoconsumo. En el caso de JASEC, *"cuentan con una serie de proyectos que contemplan la interconexión de fuentes solares para interconectar con la red de distribución tanto de proyectos residenciales como proyectos urbanísticos que contemplan las previstas de estos sistemas en su diseños".*

3.2.2. Capacidades técnicas en las empresas para el estudio de las redes con Generación Distribuida

CNFL En el caso de la CNFL, se afirma que deben realizar los estudios necesarios de comportamiento dinámico y estático de los circuitos que tengan una concentración importante de generadores distribuidos. Se ha descrito cuentan con la herramienta de simulación CYMDIST y están en proceso de implementar el simulador OpenDSS para realizar dichos análisis. Además *"a partir de febrero de 2015, el Área de Diseño del Sistema de Distribución atiende el proceso del Estudio de Viabilidad, esta área cuenta actualmente con 16 funcionarios que atienden este proceso en conjunto con las actividades propias de la red de distribución".*

La capacidad de realizar los análisis previamente descritos se debe a que la CNFL hoy día maneja una red con gran cantidad de abonados. Esto implica que la compañía ya cuenta con algunas herramientas y experiencia que se pueden trasladar para realizar los análisis necesarios para implementar la generación distribuida.

Cooperativas y empresas municipales En el caso de COOPEGUANACASTE, ellos afirman que *"a pequeña escala los estudios son básicos de capacidad en los conductores y equipo de transformación. Para proyectos más grandes habrá que simular el efecto que tendrá sobre el voltaje la salida repentina de la generación en un circuito específico, para esto se debe utilizar software de simulación".* Estos expresaron que el ajuste de los sistemas informáticos ha sido el que más les ha presentado dificultades.

Este software es una preocupación para COOPESANTOS, quienes afirman que cuentan *"(...) con el Software especializado, no obstante, es necesario para tales efectos, ampliar la capacidad del mismo, actualmente contamos con una sola licencia y con una capacidad limitada de nodos para simulación de toda la red"*, por lo que les parece interesante contar con el apoyo de la Universidad de Costa Rica en este sentido. El caso de COOPEALFARORUIZ es más crítico puesto que han expresado solamente tener una persona a cargo del tema y expresan que por el tamaño del área de concesión difícilmente podrán adquirir nuevas capacidades.

En COOPELESCA afirman que tienen necesidad de personal, capacitación técnica y software especializado para realizar los estudios solicitados en la norma técnica. De hecho indican que se requiere abrir una estructura nueva dentro de la cooperativa

para hacerle frente a los requerimientos de ARESEP sobre generación distribuida para autoconsumo.

Para el caso de JASEC, consideran que se van a requerir "analizadores de potencia en varios puntos de red para poder verificar y trazar el comportamiento de la potencia, energía y calidad de la energía en el segmento estudiado. Todas las variables grabadas en perfiles de carga programados de 1 a 10 minutos". JASEC hoy en día cuenta con capacidades básicas de monitoreo y consideran que deben realizar más inversiones en este aspecto. Llama la atención que JASEC ha sido la única empresa que ha hecho énfasis en el tema de monitoreo y de su respuesta se puede extraer que la estrategia que buscan implementar está alineada con tener conocimiento detallado del estado del sistema.

La ESPH afirma que no cuentan con el personal, herramientas ni recursos para realizar los estudios. Internamente coinciden con la necesidad de crear una unidad especializada dentro de la organización para atender el tema. Para atender las preocupaciones al respecto están trabajando con la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Costa Rica para iniciar un estudio del impacto de sistemas fotovoltaicos en sus circuitos.

En términos generales se puede observar que la CNFL no tiene grandes dificultades para incorporar en sus operaciones la generación distribuida. Por otro lado, las empresas municipales y cooperativas no están preparadas a lo interno para que se de una adopción al nivel que se presentó en el ICE y la CNFL. Debido a la implementación de la norma AR-NT-POASEN las empresas han iniciado los procesos para crear capacidades a lo interno para atender el tema, sin embargo, tienen preocupaciones sobre los costos que esto implica. En la siguiente subsección se discuten las capacidades adicionales que las empresas deben obtener con el fin de implementar de forma exitosa lo estipulado en la norma AR-NT-POASEN Capítulo XII.

3.2.3. Necesidades de las empresas

Todas las empresas externaron que tienen deficiencias en las mismas líneas, de tal forma que las respuesta se presentan de forma conjunta puesto que son temas a considerar de forma transversal en el sector de distribución en Costa Rica. Dentro de las principales preocupaciones de las distribuidoras se concentra en la definición de las tarifas.

En el ámbito administrativo, la mayoría de las distribuidoras coinciden que aún necesitan definir el personal que se encargará de las responsabilidades sobre las conexiones de los generadores distribuidos así como el procedimiento interno que se deberá seguir. Las empresas aún están tratando de organizarse a lo interno para

poder atender solicitudes y potencialmente realizar estudios, en el caso de empresas pequeñas como COOPEALFARORUIZ y COOPESANTOS esto representa un reto puesto que en su área de concesión no se han producido suficientes solicitudes para justificar la creación de una unidad especializada.

Todas las empresas demostraron una necesidad de realizar estudios detallados que les permitan comprender y analizar el efecto de la generación distribuida en sus sistemas. Coinciden en que se deben realizar estudios de corrientes de cortocircuitos y ajustes de protecciones, sin embargo, debido a las limitaciones que pueden haber no se han detallado planes para realizarlos.

En términos generales, hay limitación de software y capacidad de personal para realizar estudios detallados. La problemática relacionada con el software parece ser la que genera mayor preocupación en todas las empresas. Esto se debe a los programas comerciales especializados para este tipo de análisis son muy costosos, con esquemas de licenciamiento complejos y que requieren entrenamiento de personal para su uso. No en todos los casos la complejidad de las redes ha justificado la adquisición de estos programas computacionales y en algunos casos tampoco se ha contado con los recursos para obtenerlos.

3.2.4. Barreras técnicas y financieras

Con respecto a las barreras técnicas y financieras que visualizan las empresas de distribución para la implementación de AR-NT-POASEN Capítulo XII, todas coinciden en que los posibles efectos adversos de la conexión de generadores distribuidos se pueden considerar barreras para la implementación de la norma.

Desde el punto de vista financiero, las distribuidoras también coinciden en que la implementación masiva de generación distribuida conllevaría a la reducción del margen de operación, debido a la disminución de las ventas. Adicionalmente, temen que un posible aumento en las contrataciones de personal para cumplir con los procedimientos de conexión, conlleven a un aumento en la tarifa. En general, las distribuidoras perciben la generación distribuida como una amenaza, desde el punto de vista financiero y técnico.

Uno de los aspectos de AR-NT-POASEN Capítulo XII que las empresas distribuidoras consideran más preocupantes, es que en la actividad de generación para autoconsumo podría darse un subsidio cruzado en el que, personas con mayor poder adquisitivo, se vean beneficiadas a costa del aumento de las tarifas a la población menos pudiente, y valiéndose de la infraestructura de un sistema de distribución de energía que, en teoría, debería funcionar al costo. La CNFL y COOPEGUANACASTE han expresado que de alcanzase el límite de 15 % de penetración, se vería una

Cuadro 3.3.: Capacidad instalada total por empresa de generación distribuida

Compañía	Capacidad instalada total, kW
ICE	11268,45
CNFL	623,79
ESPH	78
JASEC[5]	250
Total	12220,24

reducción importante en el mercado. Además, COOPEGUANACASTE ha expresado dudas sobre la definición de este límite y teme que pueda aumentar en el futuro.

Sin embargo, también encuentran algunos aciertos en AR-NT-POASEN Capítulo XII, uno de ellos es que las fuentes de generación distribuida deban ser renovables. Adicionalmente, consideran muy positivo que la norma requiera el cumplimiento de estándares internacionales. La metodología y valor de la tarifa de acceso ha sido considerada acertada.

3.2.5. Síntesis de respuestas al cuestionario

El resultado de las iniciativas de generación distribuida ha impulsado la instalación de más de 12 MW, en su mayoría sistemas fotovoltaicos y algunos proyectos comparativamente grandes de biomasa. El Cuadro 3.3 detalla la instalación por empresa y muestra que el ICE ha sido quien ha recibido mayor interés debido a su plan Piloto.

A pesar del creciente número de sistemas instalados por iniciativa de los abonados, las cooperativas y las empresas municipales poseen interés limitado en la instalación de los sistemas distribuidos. Las empresas están dispuestas a realizar las interconexiones necesarias, siempre que no afecte los intereses del resto de clientes, y no se afecten la estabilidad ni el servicio en su red. En el caso de COOPEGUANACASTE, ellos admiten que si no estuviera vigente la norma AR-NT-POASEN, ellos no estarían interesados en la generación distribuida para autoconsumo puesto que *"no se garantizarían las condiciones técnicas y financieras para las distribuidoras"* por lo que consideran que AR-NT-POASEN es necesaria. En el caso de la CNFL, se ha expresado que no hay interés en la generación distribuida para autoconsumo, y afirman que se limitan a cumplir con la normativa vigente como corresponde.

De las respuestas obtenidas se desprende que las empresas de distribución requieren de estudios detallados de sus sistemas en términos técnicos y de costos antes de tener

[5]Corresponde al proyecto Porcina Americana

receptividad a este tipo de generación. En el caso de las cooperativas y empresas municipales con áreas de concesión pequeñas, se require apoyo técnico, entrenamiento y adquisición de herramientas para mejorar la gestión de la red. Ahora bien, debido a la que la adopción de sistemas de generación distribuida ha sido lenta y no todos los abonados en todas las empresas van a tener interés en estos temas, el proceso de adaptación no resulta una barrera para que existan nuevas conexiones.

3.3. Costos administrativos y operativos asociados a la implementación de programas de GD

Para determinar el costo de la implementación de generación distribuida para autoconsumo en la CNFL, se procedió a entrevistar al encargado de la implementación del programa, el Ingeniero Roy Guzmán Ramírez.

De la entrevista se logró establecer las actividades que ha desarrollado la CNFL, durante el periodo comprendido entre setiembre de 2014 y junio de 2015, con el fin de estar preparados para iniciar el programa de generación distribuida, una vez que se complete la reglamentación del caso por parte del MINAE. Dichas actividades son las siguientes:

- Modificaciones al sistema de cómputo: Corresponde a la actividades de modificación del sistema de facturación debido a que se tendrán más lecturas de medidor y a que se deben ajustar los otros rubros distintos a la energía que aparecen en los recibos.

- Capacitación: Son las actividades de capacitación al personal que tendrá que lidiar con cualquier tema relacionado con la generación distribuida, específicamente el personal de atención al público y a quienes realizarán las inspecciones técnicas.

- Coordinación: Son las actividades relacionadas con la organización de las otras actividades necesarias para la implementación de la generación distribuida, lo cual incluye las reuniones del equipo de trabajo asignado.

Con el fin de revisar la consistencia de la información de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, respecto a la implementación de la generación distribuida, se conversó con el responsable del programa de generación distribuida en el Instituto Costarricense de Electricidad, el Ing. Armando Cruz White y con su homólogo en la Cooperativa

Cuadro 3.4.: Tiempo requerido para implementación de GD en CNFL

Actividad	Horas
Modificaciones al sistema de cómputo	1289
Coordinación	393
Capacitación	160
Total	1842

de Electrificación Rural de San Carlos, el Lic. Milton González Tenorio. Ambos profesionales coincidieron en cuanto a las actividades necesarias para la implementación de la generación distribuida.

Los costos asociados con las tres actividades mencionadas están en función del tiempo laboral dedicado por diferentes profesionales, lo cuales se resumen en el Cuadro 3.4.

De acuerdo con la información suministrada por la CNFL, con cargas sociales y gastos indirectos incluidos, el gasto promedio de la hora profesional es de 22 321 colones. Por lo tanto, el gasto de la implementación de la generación distribuida es 41 115 282 colones.

A ese gasto se le agrega un 5 % de gastos indirectos, asociados con el costo de la administración superior y los seguros. Este porcentaje es el que utiliza la CNFL para sus proyectos de generación y en este caso representa 2 055 464 colones. De esta manera los gastos totales de la implementación de la generación distribuida en CNFL son 43 171 046 colones.

Para determinar el costo medio de la interconexión de un generador distribuido, se tomó como base la información de costos que utilizó la ARESEP para determinar la tarifa de interconexión. A partir de esa información se realizan algunos ajustes como la inclusión de gastos no considerados en la tarifa y que son necesarios, así como la actualización de algunos valores con el tipo de cambio del 23 de julio[6], para obtener finalmente el costo medio de interconexión para la CNFL.

El costo de la interconexión para un generador distribuido para autoconsumo es un costo fijo para la empresa distribuidora y se divide en dos:

Costo de equipamiento: Son los costos del sistema de medición que cumplan con las normas técnicas de la Autoridad Reguladora y contemplan lo siguiente:

- El medidor bidireccional

[6] 540,67 colones/US$

Cuadro 3.5.: Costo de equipamiento por tipo de medidor

Tipo de medidor	Costo de equipamiento en US$
Medidor monofásico SLR	26,45
Medidor monofásico CLR	654,29
Medidor trifásico sencillo	949,25
Medidor trifásico con registro	2341,41

- La base para la instalación del contador y los transformadores de instrumentos cuando sean necesarios; y
- Los conductores y accesorios de conexión cuando sean necesarios.

Hay tres valores para el costo del equipamiento:

- Medidor monofásico bidireccional sencillo (sin registro de calidad), para los servicios monofásicos residenciales, generales o industriales.
- Medidor trifásico bidireccional sencillo (sin registro de calidad), para los servicios trifásicos, generales o industriales con generadores o instalaciones de generación menores a 250 kW.
- Medidor trifásico bidireccional con registro de parámetros de calidad; para los servicios trifásicos, generales o industriales con generadores o instalaciones de generación mayores a 250 kW.

El Cuadro 3.5 presenta los costos de equipamiento. Las iniciales SLR y CLR corresponde a Sin Lectura Remota y Con Lectura Remota (en este caso no se incluye el costo ya que es opcional y la distribuidora puede cobrarlo por aparte). Esta información se obtuvo de consultas a las empresas distribuidoras y proveedores de éstas.

Gastos del servicio: Contemplan el estudio de ingeniería, la inspección y puesta en servicio de la interconexión del generador a pequeña escala con la red de la empresa distribuidora.

Estos gastos se obtienen de calcular el costo de la cantidad de horas hombres requeridas para realizar la interconexión (estudio de ingeniería, inspección y la puesta en marcha del servicio de la interconexión), más el gasto por transporte. El cálculo de estos gastos se establece en función de los sueldos y salarios, así como las cargas sociales y provisiones del personal necesario para realizar dicha labor y los insumos correspondientes al transporte[7].

[7]El gasto por depreciación no se considera ya que está incluido en las tarifas de distribución

Cuadro 3.6.: Cargas sociales

Concepto	Porcentaje
Seguro de Enfermedad y Maternidad CCSS	9,25
Seguro de Invalidez, Vejez y Muerte CCSS	5,08
Cuota Banco Popular	0,25
Banco Popular Aporte	0,25
Instituto Nacional de Aprendizaje	1,50
Instituto Mixto de Ayuda Social	0,50
Fondo de Capitalización Laboral	3,00
Fondo de Pensiones Complementarias	1,50
Asignaciones Familiares	5,00
Aguinaldo	8,33
Vacaciones	4,17
Total	38,83

El gasto del servicio se calcula como la suma de los dos rubros de gastos de los trabajadores que incluyen los sueldos y salarios, así como las cargas sociales, los costos de la póliza por riesgos de trabajo y el monto de cesantía, tal y como se detalla a continuación:

Para cada uno de los rubros de salario se toma en cuenta:

- El salario mínimo por jornada ordinaria para el sector privado decretado por el Ministerio de Trabajo y Seguridad Social (MTSS) vigente.
- Tiempos laborados para cada conexión de 4 horas para el Trabajador Especializado y 8 horas para el Bachiller Universitario (Bach).
- Cargas sociales mínimas y provisiones.
- Póliza de riesgos (según tarifa del INS).
- Cesantía (según artículo 29 de Código de Trabajo).

Para realizar el cálculo de gastos por servicios se consultó información del Ministerio de Trabajo y Seguridad Social (MTSS), se tomó en cuenta las cargas sociales mínimas contempladas en la legislación laboral vigente, ver Cuadro 3.6, y se usó el factor de riesgos de trabajo establecido en el manual tarifario del Instituto Nacional de Seguros (INS).

Cuadro 3.7.: Estimación de costos promedio de interconexión por tipo de medidor, en colones

Tipo de medidor	Interconexión	Equipamiento	Servicios
Medidor Monofásico	109 533	14 301	95 232
Medidor trifásico sencillo	608 463	513 231	95 232
Medidor trifásico con registro	1 361 162	1 265 930	95 232

En el estudio se consideró una retribución de 12 421,15 colones por jornada del Trabajador Especializado y 507 779,05 colones por mes para el Bachiller Universitario. Con esta información se obtiene un gasto por salarios de 6 210,58 colones para el Trabajador Especializado (4 horas) y de 16 925,97 (8 horas) del Bachiller Universitario.

El gasto correspondiente al transporte se calcula con base en una distancia promedio, basado en la distancia de recorrido de la ruta de buses La Periférica (11,67 km), multiplicada por dos (inspección y puesta en marcha), y un costo promedio por kilómetro suministrado por la CNFL de 2 600 col/km. Así, el gasto por transporte es 60 684 colones.

A partir de la información mencionada anteriormente, se obtiene un gasto por servicios de 95.232 colones; el cual es uniforme para todos los tipos de servicio. Finalmente, el Cuadro 3.7 presenta los costos promedio de interconexión (total de costos de equipamiento y servicios) por tipo de medidor para CNFL.

Es importante mencionar que el cobro de interconexión establecido por ARESEP compensa en cierta medida el costo de interconexión de la compañía.

3.4. Barreras Nacionales para la Implementación Masiva de la Generación Distribuida en Costa Rica

En la Sección 3.1 se detallaron los programas que se han llevado acabo en Costa Rica para la promoción de la generación distribuida. De los resultados en otros países y los obtenidos en los programas desarrollados en el país se pueden inferir las siguientes barreras. Algunas de estas han sido producto de entrevistas y consultas a los actores involucrados en el proceso nacional de desarrollo.

3.4.1. Barreras técnicas

Como se discutió en la Sección 2.1.3, algunos efectos adversos a la red de distribución se podrían presentar cuando se instalen generadores distribuidos de forma no coordinada o sin la adecuada planificación y control. Contrarrestar estos efectos podría requerir de mejoras en el sistema de distribución.

La principal barrera técnica en Costa Rica parece ser las limitaciones de personal y herramientas computacionales para hacerle frente a los potenciales problemas de la generación distribuida en la red. Conforme el nivel de penetración aumente, se requiere mayor sinergia entre los sectores académicos y las empresas de distribución para desarrollar tecnologías y herramientas que superen estos retos.

3.4.2. Barreras comerciales

A diferencia de países industrializados que tienen la capacidad de producir la totalidad o parte de los equipos requeridos, Costa Rica debe importar la totalidad de los equipos para este tipo de aplicaciones. En primera instancia esto afecta el costo de los equipos, haciéndolos mucho menos accesibles a la población general. Costos asociados con el flete o cuotas de intermediación financiera aumentan los precios.

El problema de los precios se ve agravado por el tamaño del mercado nacional, limitando la capacidad de lograr mejores precios con compras a bulto de los equipos. De la misma forma, los costos transaccionales se distribuyen entre una menor cantidad de equipos aumentando los costos. Para contrarrestar esto, el país cuenta con incentivos fiscales para sistemas de generación distribuida para autoconsumo, establecidos en la Ley 7447. Sin embargo, de acuerdo a importadores consultados, los procedimientos para obtener la exoneración de impuestos son lentos y muy rígidos. El mayor problema se centra en el rechazo de exoneración por pequeñas diferencias en términos y nombres de equipo, por lo que se deben repetir las solicitudes, y esto resulta en atrasos para el importador.

3.4.3. Barreras regulatorias

Los cambios en la cadena de valor de la energía la generación distribuida conlleva una serie de cambios importantes en la forma como se maneja y regula el negocio de distribución. El tema ha sido explorado con detalle en Europa donde se ha concluido que las barreras regulatorias son la principal fuente de barreras económicas para el desarrollo de la generación distribuida, no hay incentivos para que las empresas de distribución cambien sus prácticas operativas y las prácticas tarifarias hacen

Cuadro 3.8.: Tarifas de acceso a la red

Empresa	Tarifa [colones/kWh]
ICE	28,44
CNFL	17,92
JASEC	14,68
ESPH	8,48
COOPELESCA	9,50
COOPEGUANACASTE	15,98
COOPESANTOS	27,13
COOPEALFARO RUIZ	17,96

Cuadro 3.9.: Tarifas de interconexión a la red

Tipo de Medidos	Cargo de Interconexión [colones]
Medidor monofásico	48687
Medidor trifásico	542004
Medidor trifásico con registro	1286240

insostenible el negocio de distribución.[8]

En Costa Rica las barreras regulatorias constituyen igualmente el principal problema para una mayor adopción de generación distribuida.

Establecimiento de las tarifas: ARESEP ha realizado cálculos para tarifas de acceso e interconexión a la red.

En meses anteriores la ARESEP desarrolló una metodología para calcular una tarifa de acceso y una tarifa para interconectarse al sistema, según los expedientes ET-023-2015 y ET-024-2015. El resultado de estos cálculos fue enviado a consulta pública y fue discutido el 30 de Abril de 2015. El resultado de dichos cálculos se puede observar en el Cuadro 3.8.

El otro componente tarifario a considerar es el costo de interconexión establecido por ARESEP y mostrado en el Cuadro 3.9. El costo de interconexión es relativo al tipo de instalación requerida. El componente que más pesa en la tarifa es el medidor requerido de acuerdo a la norma AR-NT-POASEN. Otros componentes como el salario de un empleado para realizar la inspección y los accesorios al medidor están incluidos también.

[8] Scheepers y col. 2007.

En resumen, el establecimiento de altos costos para el acceso a la red dificulta la adopción del esquema de generación distribuida porque el país no cuenta con ningún tipo de subsidio que impulse la generación para autoconsumo. Establecer de forma inadecuada los montos para ambas tarifas podría terminar siendo una barrera que impida la adopción masiva aunque es claro que el país necesita ambas tarifas para reconocer los costos de mantenimiento y operación de la red eléctrica.

En el Apéndice B, se presenta un ejemplo de aplicación de la tarifa establecida por la ARESEP para generación distribuida bajo la norma AR-NT-POASEN.

4. Análisis de rentabilidad desde el punto de vista del cliente

4.1. Metodología para evaluar rentabilidad de sistemas fotovoltaicos

De acuerdo con los resultados del plan Piloto del ICE y los resultados de las encuestas a las demás empresas de distribución, la generación fotovoltaica es la tecnología de generación para autoconsumo con mayor proyección en Costa Rica. Sin embargo, no se ha cuantificado el atractivo económico de dichos sistemas para el usuario. Dicho análisis debe considerar los precios de la electricidad actual, los precios de los sistemas fotovoltaicos y las tarifas aprobadas por ARESEP para acceso e interconexión a la red.

Para evaluar la factibilidad económica de estos sistemas de generación, se realizó un análisis de flujo de caja desde el punto de vista del abonado. Los cálculos de la rentabilidad y el tiempo de recuperación de la inversión, se realizaron comparando entre el caso en que el abonado no invierte en el sistema fotovoltaico y el caso en que sí instala el sistema en el año 2015 (año 0 de análisis).

En cada año del flujo de caja, se calcula el ahorro en factura eléctrica a partir de la diferencia en la factura eléctrica sin sistema fotovoltaico y la factura eléctrica con sistema fotovoltaico. Dichos ahorros se toman como valores positivos (ingresos) en el flujo de caja. La inversión inicial, las cuotas de préstamo, costo de instalación y acceso a la red se toman como valores negativos (derogaciones).

El objetivo económico de un abonado para instalar un sistema de autoconsumo es percibir una reducción en el recibo mensual de sus servicios de electricidad. En la medida que dichos ahorros cubran la inversión inicial y los costos por año, más una determinada ganancia, el sistema se considerará económicamente atractivo.

4.1.1. Estimación de energía y potencia de sistemas fotovoltaicos

La metodología desarrollada utiliza datos históricos de irradiación solar para estimar la producción de un sistema fotovoltaico típico de 1 kW en diferentes puntos del país, basado en la metodología de la herramienta PVWatts de NREL. En términos generales, la estimación de la producción mensual se basa en datos de irradiación horaria en el lugar de interés, temperatura de la celda en función de la irradiación horaria, posición del sol, inclinación y orientación de los paneles fotovoltaicos así como los datos de pruebas STC y NOCT.

Debido a que en este estudio se están considerando ventanas de tiempo que cubren la vida útil del sistema fotovoltaico, se incluyó la degradación del panel cuando se quiere estimar la energía generada. Para este caso, se supuso una tasa de degradación del panel 0,8 %/año, lo cuál implica un pérdida del 14.84 % de capacidad de producción al final de los 20 años en análisis.

4.1.2. Parámetros del flujo de caja

Los parámetros económicos del flujo de caja se escogieron de acuerdo a la definiciones, realidad económica nacional y supuestos por parte del equipo consultor.

El Cuadro 4.1 resume los parámetros de los flujos de caja necesarios para calcular la Tasa Interna de Retorno (TIR) y los tiempos de recuperación de inversión presentados en las Secciones 4.2. Las tasas de corte dependen del interesado. Se utilizaron valores relativamente altos suponiendo que el interesado preferiría invertir en otras opciones antes de considerar la generación distribuida para autoconsumo. Tasas de corte más bajas reducirán el tiempo de recuperación de la inversión.

4.1.3. Variaciones del consumo mensual y demanda máxima de abonados

El análisis de flujo de caja requiere tres componentes principales para modelar el consumo de electricidad de los abonados. En primera instancia se requiere conocer el consumo de energía mensual y la variación de dicho consumo a lo largo del año. Luego, en el caso de las tarifas TMT y TG se requiere conocer el detalle de la potencia máxima demandada y la hora a la que esta se produce. Finalmente se requiere suponer una tasa de variación interanual en consumo y demanda. Todos estos componentes se incluyeron en el presente análisis.

Ahora bien, la hora a la que se produce la demanda máxima se considera constante

Cuadro 4.1.: Parámetros del flujo de caja

Análisis de flujo de caja	
Periodo	20 años
Tasa de corte o descuento (TR)	8 %
Tasa de corte o descuento (TG)	12 %
Tasa de corte o descuento (TMT)	12 %
Inflación	4,5 %
Tipo de cambio del dolar	540 col
Aumento en la tarifa eléctrica	10 %
Financiamiento bancario	
Periodo del préstamo	10 años
Tasa de interés del préstamo	10 %
Porcentaje financiado	0 %

Cuadro 4.2.: Relación temporal de los picos TMT

Periodo	Hora Demanda Máxima
Punta	11:00
Valle	13:00
Nocturno	20:00

para todos los clientes debido a que no se puede extraer una tendencia clara. En el caso de la TG se supuso que los clientes tienen su pico de demanda a la 1 pm, y en el caso de TMT los picos para cada periodo suceden con la tendencia mostrada en el Cuadro 4.2.

Finalmente, dado que el modelo de rentabilidad abarca la vida útil mínima de los paneles fotovoltaicos (al menos 20 años), en el presente modelo se supone que el abonado tiene una reducción anual de consumo de 1 %. Esto se basa en la reducción esperada de consumo de los abonados debido a sustitución de equipos por tecnologías más modernas y eficientes. En el caso de demanda máxima para clientes comerciales e industriales se supuso un aumento anual de 1 %. En términos generales, en el análisis de rentabilidad se suponen variaciones pequeñas de consumo y demanda del abonado a lo largo de los años.

4.1.4. Tarifas de electricidad

Uno de los principales datos de entrada del modelo de rentabilidad de los sistemas fotovoltaicos es la tarifa de electricidad pues tiene un impacto importante en los resultados del análisis.

El análisis actual se basa en las tarifas de TR, TG y TMT publicadas por cada compañía de distribución y vigentes para el segundo trimestre del 2015. Al momento de realizar el estudio, las tarifas de electricidad del ICE son mayores que las tarifas de CNFL, de tal forma, es posible que sea más atractivo instalar sistemas fotovoltaicos en el área de concesión del ICE pues el ahorro percibido por sus abonados será mayor.

4.1.5. Costo de sistemas fotovoltaicos

El costo de los sistemas fotovoltaicos es escalonado y se estableció según consultas a suplidores de sistemas fotovoltaicos. Para sistemas de 3 kW o menos, el costo promedio es de 2930 US$/$kW$ instalado, para sistemas entre 3 y 5 kW el costo promedio es de 2330 US$/$kW$ instalado, para sistemas mayores a 5 kW hasta 10 kW el costo promedio es de 2130 US$/$kW$ instalado y los sistemas mayores a 10 kW tienen un costo promedio de 1900 US$/$kW$.

4.1.6. Consideraciones de AR-NT-POASEN

De acuerdo a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y el Reglamento del MINAE, un abonado con generación para autoconsumo deberá consumir al menos el 51 % de la energía producida por su sistema de generación, poniendo por tope a los excedentes que se pueden reconocer. Asimismo, en caso de excedentes de energía en un mes particular, el usuario podrá acumular esta energía para utilizarla en el mes o meses siguientes, siempre y cuando dichos meses formen parte del mismo periodo (1 año).

En la modalidad de medición neta sencilla, si al final del periodo existen excedentes, la empresa distribuidora no le reconocerá dichos excedentes al abonado con generación distribuida.

En el análisis también se consideran los costos de acceso a la red definidos por ARESEP y presentados en el Cuadro 4.3. El costo de acceso a la red y el pago por excedentes se suponen con un aumento 0.5 % por año [1].

[1] el pago por excedentes para el 2016 será menor al 2015 en la mayoría de las empresas de distribución, sin embargo es razonable esperar un pequeño aumento anual para todas las empresas durante la vida útil de los sistemas fotovoltaicos

Cuadro 4.3.: Tarifas de acceso a la red

Empresa	Tarifa (col/kWh)
ICE	28,44
CNFL	17,92
JASEC	14,68
ESPH	8,48
COOPELESCA	9,50
COOPEGUANACASTE	15,98
COOPESANTOS	27,13
COOPEALFARO RUIZ	17,96

Cuadro 4.4.: Costo de interconexión para generadores tipo autoconsumo

Tipo de medidor	Cargo por interconexión (col)
Medidor monofásico	48687
Medidor trifásico	542004
Medidor trifásico con registro	1286240

De acuerdo a la norma AR-NT-POASEN, el generador distribuido debe pagar por la interconexión a la red. El Cuadro 4.4 presenta el costo de interconexión establecido por ARESEP según el tipo de medidor. Este pago se realiza una sola vez y se suma a la inversión inicial de los sistemas fotovoltaicos.

4.1.7. Otros costos

La metodología de rentabilidad también considera el costo anual de mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos. Este costo se aproximó en 10000 col/kW/año según estadísticas publicadas por NREL para Estados Unidos[2]. Asimismo, el análisis considera la sustitución del inversor en el año 15 el cual tiene un costo aproximado de 250000 col/kW.

En el análisis se supone que el abonado no realiza un préstamo bancario para financiar el sistema de generación para autoconsumo.

[2] `http://www.nrel.gov/analysis/tech_cost_om_dg.html`

4.2. Análisis económico de generación distribuida fotovoltaica para autoconsumo en la CNFL

En esta sección se analizan los resultados de la metodología de evaluación de rentabilidad de sistemas fotovoltaicos en el área de concesión de la CNFL. Los datos de irradiación solar utilizados para CNFL se basan en mediciones en el Cantón Central de San José y los cálculos se realizan utilizando el método y supuestos descritos en la Sección 4.1.

Los criterios seleccionados para el análisis son los años de recuperación de la inversión y la TIR. Ambos criterios son los más utilizados por usuarios en las diferentes categorías tarifarias.

4.2.1. Tarifa Residencial

Los años para retorno de la inversión para usuarios de TR sin pago de excedentes se muestra en las Figuras 4.1.Los resultados muestran que conforme aumenta la potencia nominal del sistema fotovoltaico, así mismo lo harán los años para el retorno de la inversión. Este fenómeno se debe a que se requiere una mayor inversión para la instalación de un sistema de más capacidad. Por otro lado, para una misma potencia nominal instalada, los clientes con consumos más altos logran un retorno de la inversión en menos tiempo.

Usuarios residenciales con consumos entre los 200 kWh y los 1500 kWh mensuales, no recuperan la inversión en menos de diez años y en el caso consumos menores a 200 kWh, el tiempo mínimo de recuperación de la inversión más optimista ronda los 30 años. Esto es de esperar porque el precio del kWh en CNFL para los primeros 200 kWh es bastante bajo. De tal forma, que no hay un incentivo económico sustituir los kWh baratos de la CNFL por los kWh de un sistema fotovoltaico.

Si se toma en cuenta que el promedio de consumo mensual de clientes residenciales de CNFL ronda los 239 kWh, se esperaría que gran cantidad de abonados residenciales no encontrarán atractivo invertir en generación para autoconsumo, si el criterio es que el tiempo de recuperación de la inversión del proyecto fotovoltaico sea menor a 10 años. En la Figura 4.2 se muestra el histograma de los clientes de CNFL por consumo, en el mismo se observa que solamente 6.3 % de los clientes residenciales de CNFL consumen más de 500 kWh/mes (28852 abonados).

A pesar que los usuarios residenciales comúnmente no consideran la TIR como criterio económico, el resultado de este parámetro se muestra en la Figura 4.3.

La tendencia general es que la TIR aumenta conforme lo hace el consumo mensual, y disminuye de acuerdo con el crecimiento de la potencia instalada. La ventaja de

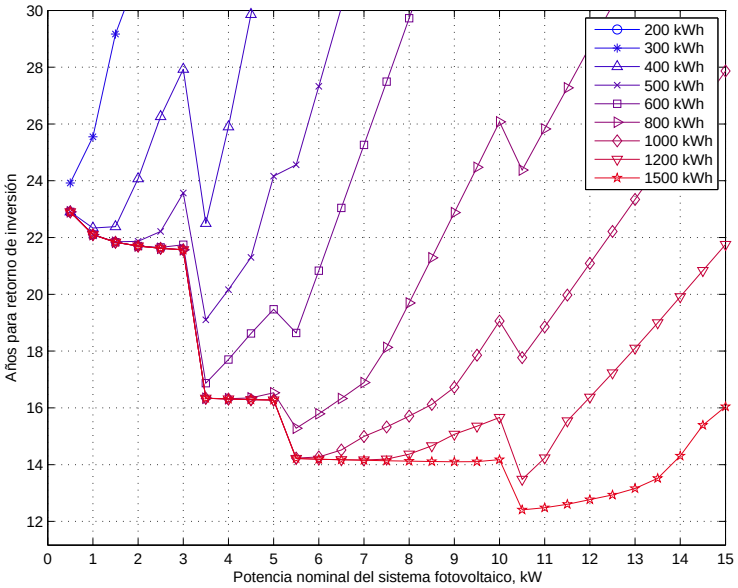


Figura 4.1.: Años de retorno de la inversión, para el caso de TR sin pago de excedentes para la CNFL.

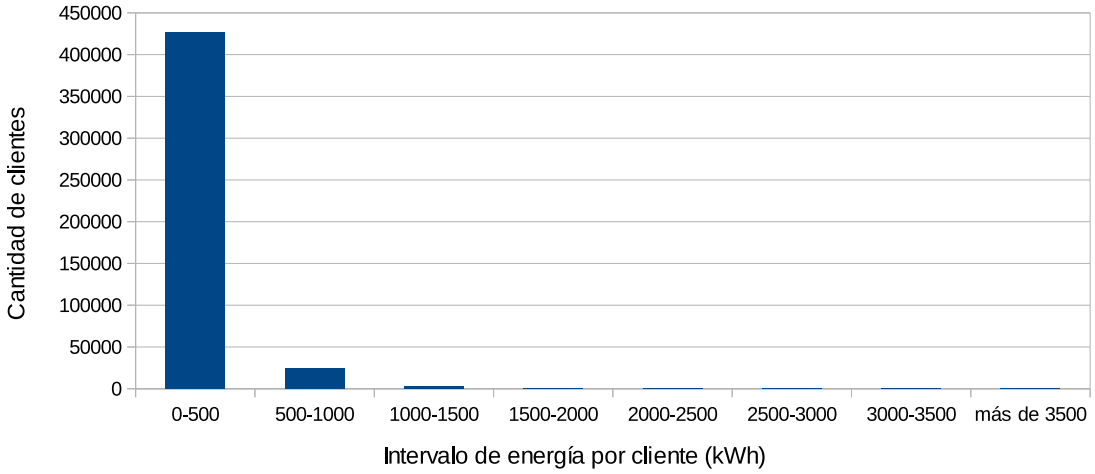


Figura 4.2.: Histograma consumo de energía clientes residenciales de CNFL.

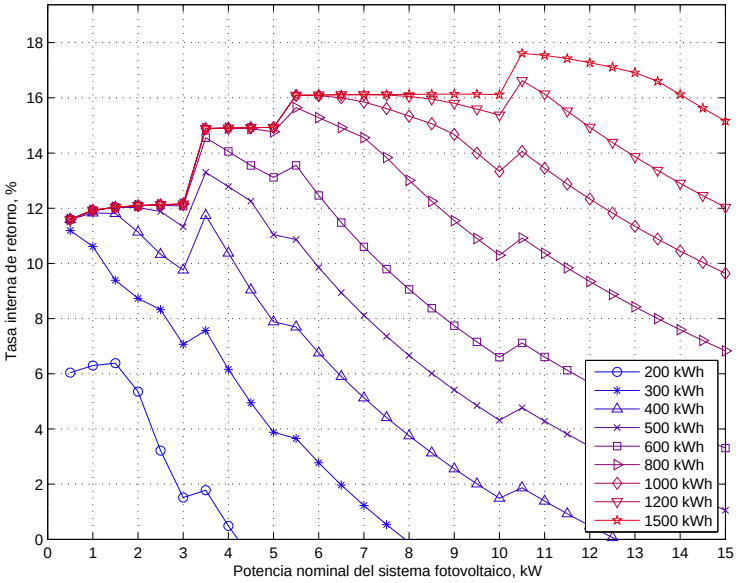


Figura 4.3.: TIR para el caso de TR sin pago de excedentes para la CNFL

la TIR es que no depende de una tasa de corte la cual varía según el criterio del interesado.

Para la CNFL en medición neta sencilla, la TIR llega a un valor máximo del 17,5 % para los casos en los que el consumo del cliente es alto.

Los saltos observados en los gráficos se deben a que los precios de los paneles son escalonados, y lo que se observa es el efecto de la reducción en los precios conforme aumenta la capacidad del sistema instalado.

Con las tarifas de costo de acceso a la red e interconexión vigentes y el pliego tarifario actual, las condiciones para la generación distribuida a nivel residencial en el área de concesión de CNFL son poco atractivas si el consumo es inferior a 500 kWh/mes.

4.2.2. Tarifa General

Para el caso de la TG, el resultado se puede observar en la Figura 4.4.

Para consumos mayores a 2000 kWh/mes, es posible conseguir un periodo de recuperación ligeramente superior a los quince años si se usa la tasa de corte de 12 %.

Es interesante notar que, en el caso de la TIR, Figura 4.5, es posible sobrepasar un 19 %. Dados los periodos de recuperación y las TIR, se podría concluir que invertir en un sistema fotovoltaico cuando se tiene TG, es más atractivo que en el caso

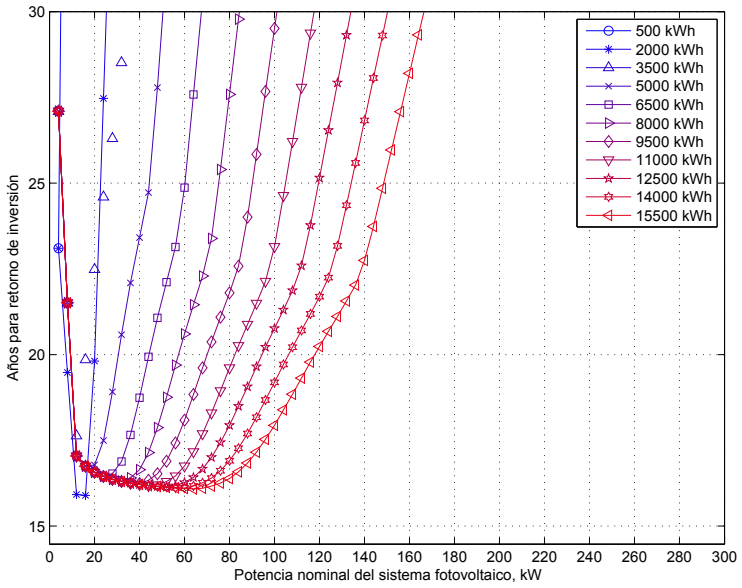


Figura 4.4.: Años de retorno de la inversión, para el caso de TG sin pago de excedentes para la CNFL.

Residencial, si se escoge el tamaño del sistema fotovoltaico adecuado. Por ejemplo, para un consumo de 3500 kWh en la CNFL, la mejor opción sería instalar un sistema de alrededor de 15 kW, de manera que se obtenga una TIR de aproximadamente 18 % con un tiempo de recuperación de un poco más de quince años.

Entonces, se podría concluir que, para la TG, existen casos en los que colocar sistemas fotovoltaicos sí se puede considerar como una opción viable. Las Figuras 4.6 y 4.7 muestran las potencias de clientes industriales y comerciales de CNFL. En el caso de los clientes comerciales existen solamente 8373 (13,2 % del total) abonados con consumos mayores a 2000 kWh y menores a 10000 kWh para quienes se puede obtener un beneficio económico atractivo. En el caso industrial se observa un patrón diferente puesto que 215 abonados tienen potencias en el rango de tarifa general y que podrían tener un incentivo para instalar el sistema fotovoltaico. Ahora bien, el atractivo económico depende también de la hora a la que se produce el pico de potencia respecto a la hora en la que se da el consumo pico, una coordinación adecuada de las actividades económicas con el ciclo de generación diaria puede producir mayores beneficios que en casos donde el pico de consumo se da en horas donde no hay producción de energía del sistema fotovoltaico.

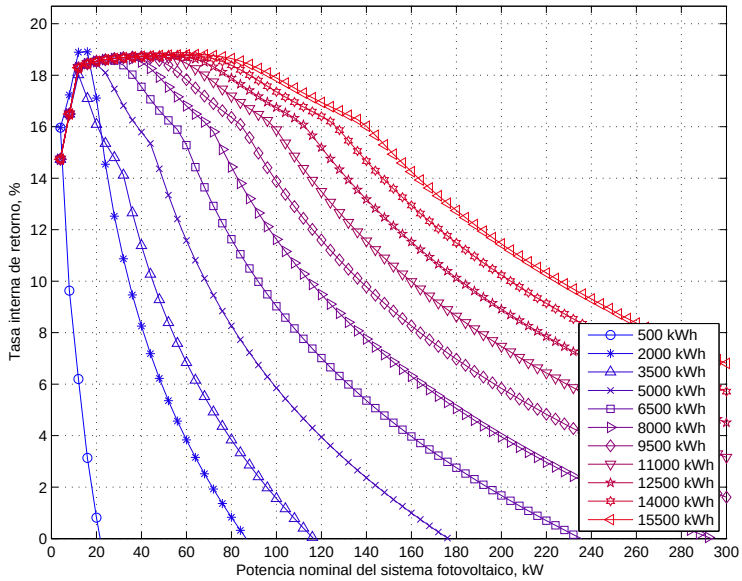


Figura 4.5.: TIR para el caso de TG sin pago de excedentes para la CNFL

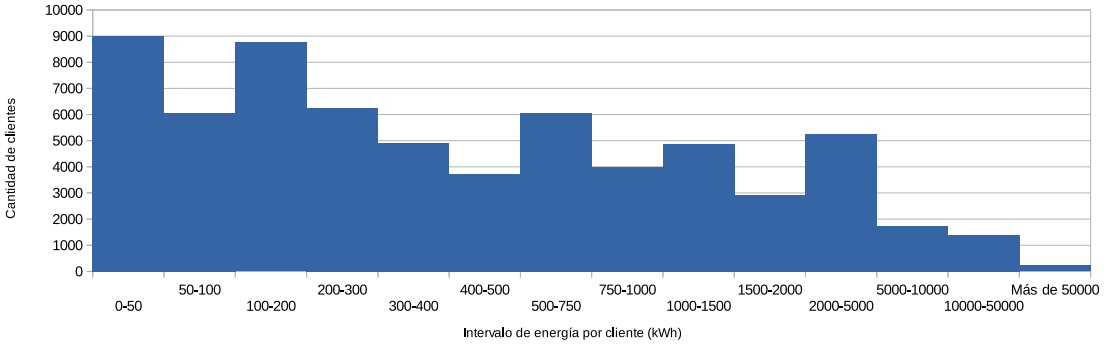


Figura 4.6.: Histograma consumo de energía, clientes comerciales.

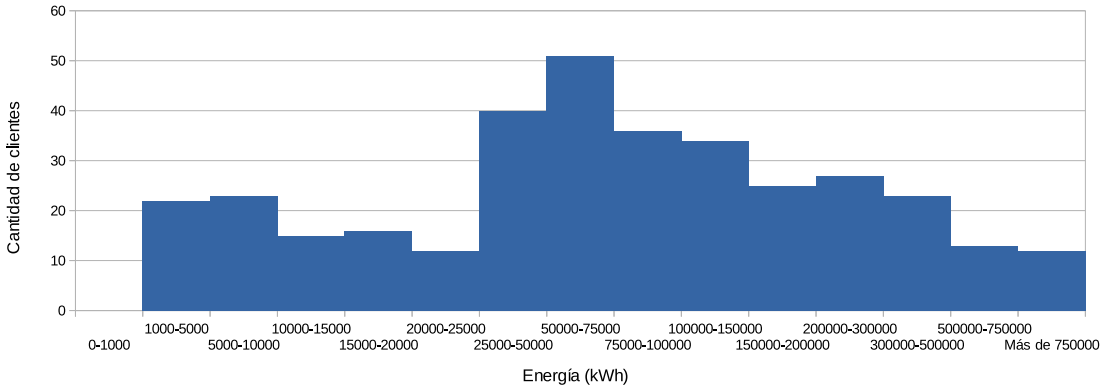


Figura 4.7.: Histograma consumo de energía, clientes industriales.

4.2.3. Tarifa Media Tensión

En el caso de la tarifa TMT, los resultados de la recuperación de la inversión se muestra en la Figura 4.8 para una tasa de corte de 12 %. Aquí, el menor tiempo de recuperación es alrededor de 15 años.

Ahora bien, a diferencia del caso residencial, para la tarifa TMT, la TIR sí se puede considerar relativamente alta, con valores superiores al 19 %, tal y como se puede apreciar en la Figura 4.9.

Es interesante notar que estos TIR se mantienen relativamente constantes para potencias instaladas de varias capacidades, hasta llegar a un punto en que el tiempo de recuperación aumenta dependiendo del consumo del abonado. Este efecto se puede atribuir a que el sistema fotovoltaico contribuye a la reducción de las demandas máximas en dos de los periodos del día (valle y punta).

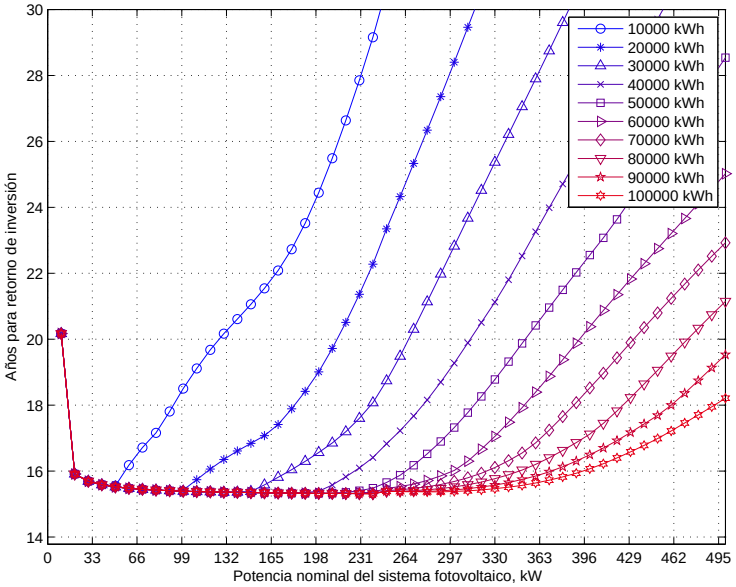


Figura 4.8.: Años de retorno de la inversión, para el caso de tarifa TMT sin pago de excedentes

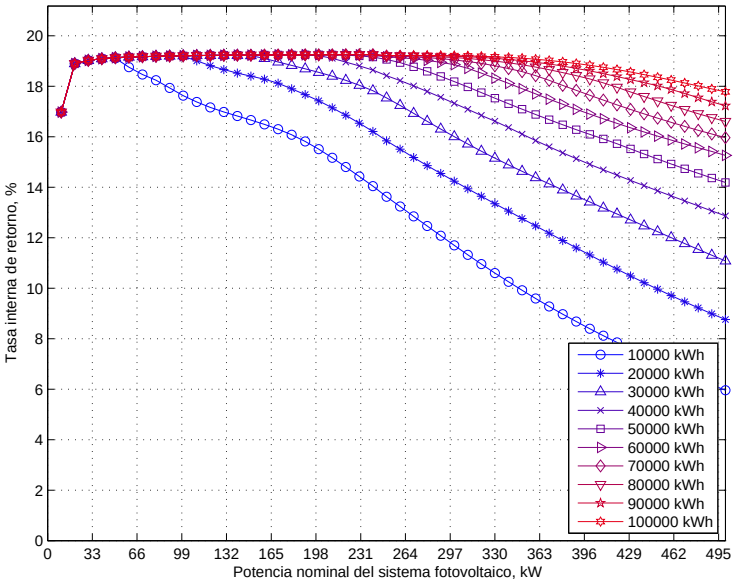


Figura 4.9.: TIR para el caso de tarifa TMT sin pago de excedentes para la CNFL

5. Demanda máxima de sistemas de generación distribuida por tipo de cliente

5.1. Demanda máxima de sistemas de GD por tipo de cliente

En esta sección se estima la demanda máxima de sistemas de GD por tipo de cliente de acuerdo a sus capacidades adquisitivas y de consumo. El estudio se enfoca en sistemas fotovoltaicos pues esta es la tecnología de generación para autoconsumo con mayor potencial dentro del área de servicio de CNFL. Los sistemas filo de agua y biomásicos no se consideraron en el estudio pues dependen exclusivamente de la ubicación y actividad del abonado, mientras que los sistemas de generación eólica presentan niveles de producción muy pobres para ser considerados como una opción rentable para los clientes de CNFL.

5.1.1. Capacidad óptima de sistema según nivel de consumo

En la Sección 4.2 se demostró que de acuerdo al consumo y tipo de cliente (TR, TG o TMT), existe una capacidad en kW de sistemas fotovoltaicos que maximiza la TIR y que minimiza el tiempo de recuperación de la inversión.

La Figura 5.1 muestra la capacidad óptima de sistemas fotovoltaicos en función del consumo promedio mensual para clientes de CNFL con TR, según la metodología de análisis de rentabilidad presentado en la Sección 4.1. Los clientes residenciales cuyo consumo mensual promedio es inferior a 300 kWh tienen una capacidad óptima de 0 kW porque la rentabilidad para esos niveles de consumo es significativamente baja. Nótese que la capacidad óptima se incrementa conforme aumenta el consumo promedio mensual del cliente residencial. Los saltos de capacidad óptima se deben al escalonamiento de los precios de los sistemas fotovoltaicos que afectan significativamente la escogencia del sistema que maximiza la rentabilidad de los sistemas

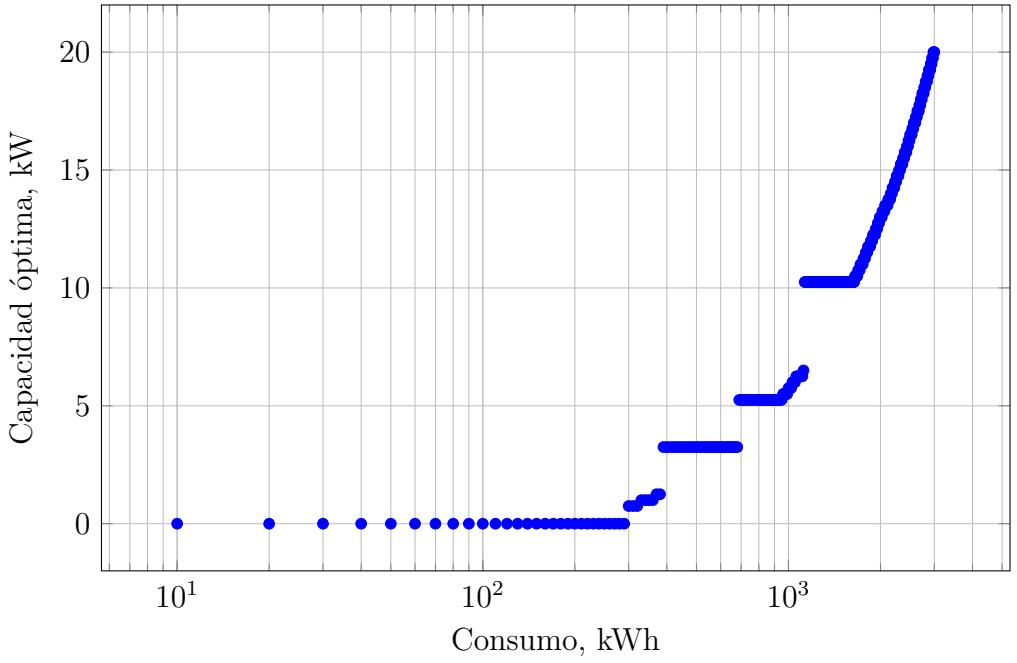


Figura 5.1.: Capacidad óptima de sistema fotovoltaico según consumo de cliente Tarifa Residencial

fotovoltaicos.

De manera similar, en las Figuras 5.2 a 5.5 se presentan las capacidades óptimas de los sistemas fotovoltaicos para clientes con tarifas tipo TG, TP, T6 y TMT, según su consumo mensual.

El salto mostrado en las Figuras 5.2 y 5.3 es producto de la entrada de la tarifa binómica para clientes con consumo superior a 3000 kWh por mes. De las gráficas se concluye que clientes de CNFL con tarifas general y preferencial con consumo mensual inferior a 400 kWh tienen una capacidad óptima de 0 kW porque la rentabilidad para esos niveles de consumo es significativamente baja.

Los clientes de CNFL con tarifa T6 deben consumir al menos 3000 kWh/mes. La Figura 5.4 muestra la capacidad óptima de los sistemas fotovoltaicos para clientes con T6. El comportamiento es muy similar al caso de clientes con TG y TP después de los 3000 kWh de consumo. Para consumos altos, la capacidad óptima se mantiene en 250 kW.

En el caso de clientes con TMT, la relación *capacidad óptima - consumo* presenta una discontinuidad muy pronunciada cuando el consumo mensual del cliente es superior a 200 000 kWh, ver Figura 5.5. De acuerdo a la Sección 4.2, clientes en TMT pueden escoger dentro de un rango ámplio de capacidades, las cuales darán rentabilidades muy similares a las capacidades óptimas mostradas en la Figura 5.5.

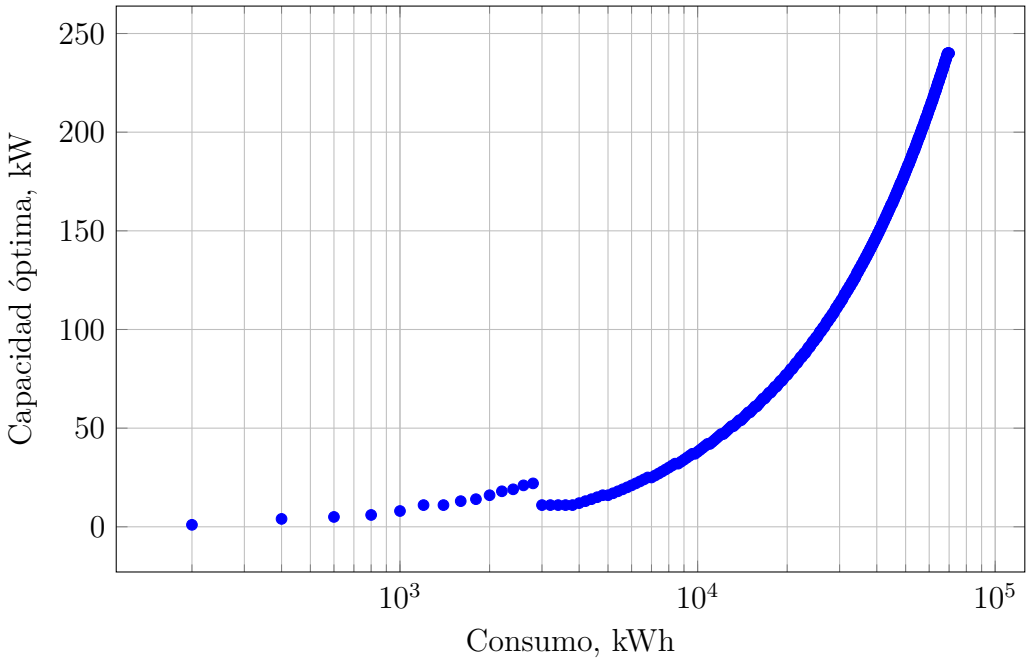


Figura 5.2.: Capacidad óptima de sistema fotovoltaico según consumo de cliente Tarifa General

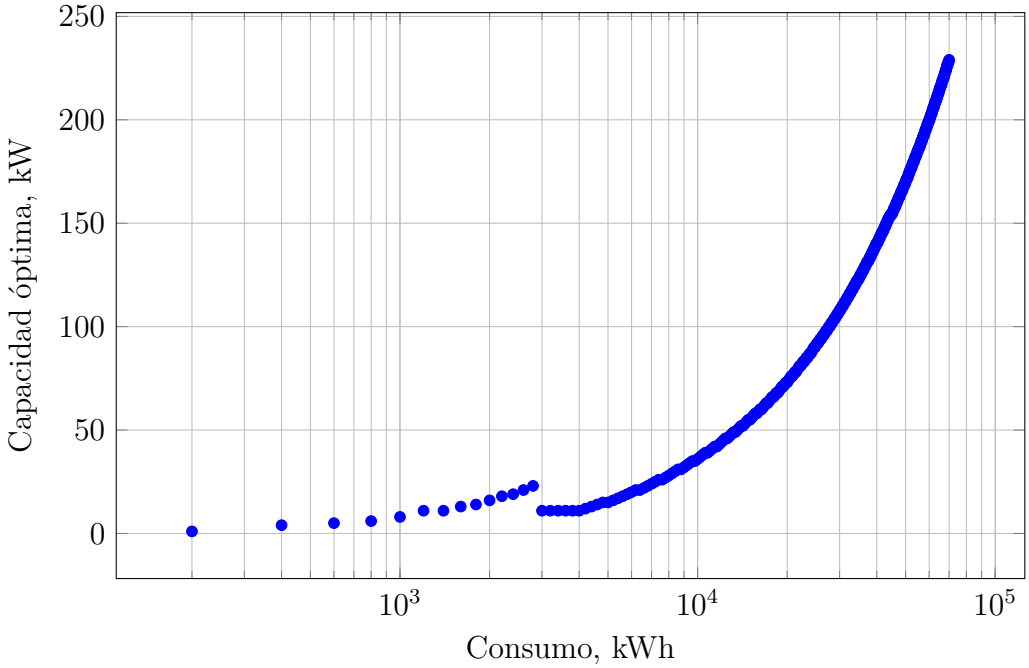


Figura 5.3.: Capacidad óptima de sistema fotovoltaico según consumo de cliente Tarifa Preferencial

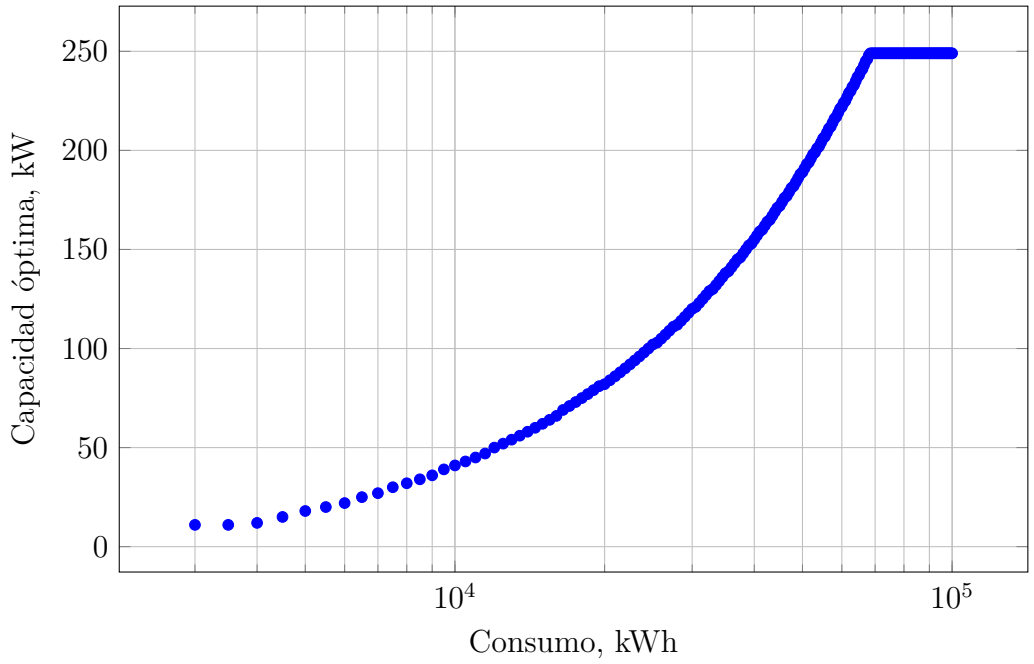


Figura 5.4.: Capacidad óptima de sistema fotovoltaico según consumo de cliente Tarifa Promocional

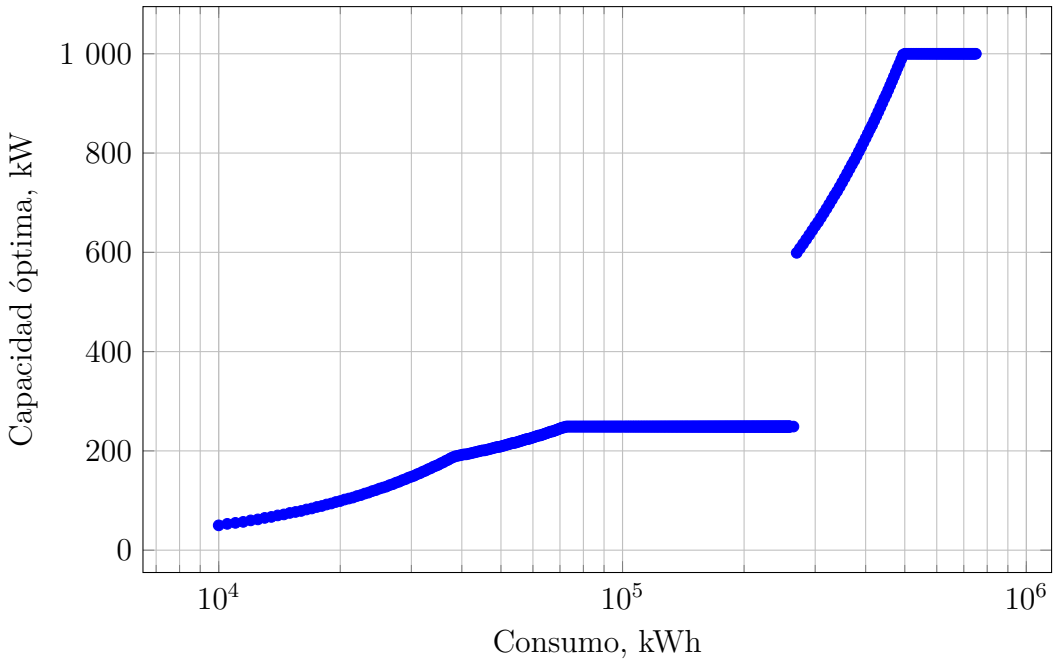


Figura 5.5.: Capacidad óptima de sistema fotovoltaico según consumo de cliente Tarifa Media Tensión

5.1.2. Probabilidad de instalación según consumo de clientes

La decisión de un cliente particular por instalar un sistema fotovoltaico depende en gran medida de su poder adquisitivo, la rentabilidad del proyecto, su interés por participar activamente en generación de energía limpia y renovable, y su disponibilidad de espacio físico para la instalación de los paneles. Los primeros dos aspectos están directamente relacionados con el consumo del cliente, por lo tanto son estimables a partir de históricos de consumo, mientras que el tercer y cuarto aspecto son más difíciles de predecir pues se requieren entrevistas e inspecciones *in situ*. Por eso, el modelo de estimación de clientes con potencial para instalar sistemas de generación distribuida se basa primordialmente en rentabilidad y el poder adquisitivo de los clientes.

Para cuantificar el número de clientes de CNFL con potencial para instalar sistemas fotovoltaicos, se modeló la decisión de instalación de cada cliente como una distribución de *Bernoulli* con probabilidad de instalación (éxito) p y probabilidad de no instalación (fracaso) $q = 1-p$. En el caso de clientes residenciales, la probabilidad de instalación se definió según los años de recuperación de la inversión. Este criterio se considera el más conocido por clientes residenciales para decidir si invierten o no en un sistema fotovoltaico.

La Figura 5.6 muestra la probabilidad de instalación de sistemas fotovoltaicos en función del tiempo de recuperación de la inversión para clientes residenciales de CNFL. El modelo (basado en una parametrización) supone que los clientes que recuperen la inversión en 5 años o menos tendrá una probabilidad de instalación del 100 % [1]. A medida que aumenta el tiempo de recuperación de la inversión, la probabilidad de instalación decae de manera cuadrática. Por ejemplo, los clientes residenciales que puedan recuperar su inversión en 15 años tendrán una probabilidad de instalación de 30 % aproximadamente. De acuerdo al estudio de rentabilidad, sólo clientes con consumo de 850 kWh o superior podrán recuperar la inversión en 15 años para una tasa de corte de 8 %. Estos clientes se catalogan como abonados con poder adquisitivo alto y con una posibilidad real de adquirir sistemas fotovoltaicos para autoconsumo.

La gran mayoría de clientes residenciales de CNFL presentan tiempos de recuperación de inversión de 20 años o más. Aquí se encuentran los clientes con consumos de 450 kWh/mes o menos. En el caso de clientes con consumos mensuales de 300 kWh (23 años para recuperar la inversión), se supone que tienen una probabilidad de instalar sistemas fotovoltaicos de 1,5 % aproximadamente. Nótese que el presente

[1] de acuerdo a los estudios de rentabilidad, ningún cliente residencial de CNFL recuperará la inversión en 5 años o menos si la tasa de corte es 8 %

modelo toma en cuenta la rentabilidad de los proyectos fotovoltaicos, el consumo y la capacidad adquisitiva de los clientes.

El modelo para clientes comerciales e industriales con tarifas TG, TP, T6 y TMT se presenta en la Figura 5.7. En este modelo se utiliza el TIR como variable independiente porque, contrario al cálculo del tiempo de recuperación de la inversión, la TIR no depende de una tasa de descuento (la cual puede variar mucho según la naturaleza y objetivos del negocio) y es un criterio de rentabilidad comúnmente utilizado en empresas e industrias.

El modelo supone que los proyectos fotovoltaicos para autoconsumo que presenten TIR de 25 % o superior tendrán una probabilidad p del 100 % [2]. Conforme disminuye el TIR de los proyectos, la probabilidad de instalación decae según la función que se muestra en la figura. Por ejemplo, los clientes con TIR de 20 % y 15 % tendrán probabilidades de instalación p de 20 % y 10 % respectivamente. Es justamente en este rango donde se encuentran muchos clientes comerciales e industriales de CNFL.

A partir de los modelos presentados en las Figuras 5.6 y 5.7, es posible asignar la probabilidad de instalación de sistemas fotovoltaicos según el nivel de consumo mensual de los clientes con tarifas TR, TG, TP, T6 y TMT, ver Figuras 5.8 - 5.12.

Los clientes residenciales con consumo mensual menor a 300 kWh tienen una probabilidad prácticamente nula de instalar sistemas fotovoltaicos mientras que los pocos clientes de CNFL con consumo superior a 1000 kWh tienen una probabilidad cercana al 40 %.

Los clientes con TG con consumos mensuales superior a 3000 kWh tienen una probabilidad de instalación p cercana al 25 %. La discontinuidad que se presenta a los 3000 kWh se debe a la entrada de la tarifa binómica.

La rentabilidad de los sistemas fotovoltaicos para clientes de CNFL con tarifa TP es muy baja (TIR de 12 % o menos). Por este motivo, el modelo le asigna a este tipo de clientes una probabilidad de adopción de 0 %. En el caso de clientes con tarifa T6 y TMT, la probabilidad de instalación se asemeja al caso de clientes con tarifa TG, cercana al 25 % para la mayoría de niveles de consumo.

5.1.3. Análisis para clientes de la CNFL

Siguiendo la metodología presentada en la sección 5.1.2, y con la información brindada por la CNFL, se identificaron los clientes con alguna probabilidad de instalar sistemas fotovoltaicos, y la capacidad que podrían instalar.

[2] de acuerdo a los estudios de rentabilidad, ningún cliente comercial o industrial de CNFL alcanzará TIR de 25 %

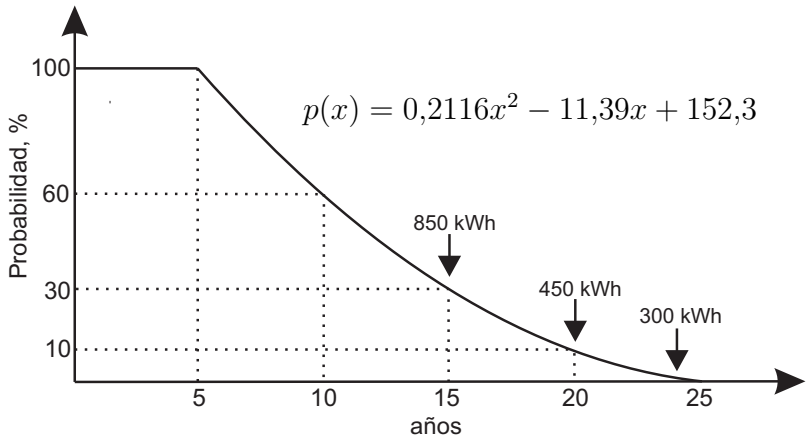


Figura 5.6.: Probabilidad de instalación de sistemas fotovoltaicos en sector residencial en función del tiempo de recuperación de inversión

Cuadro 5.1.: Porcentaje de clientes que tienen una probabilidad mayo de cero de instalar un sistema fotovoltaico.

Tarifa	Cantidad de clientes	Porcentajes
TR	117321	24,89 %
TG	33992	46,25 %
TP	0	0 %
T6	81	100 %
TMT	273	100 %
Total	151667	27,69 %

De acuerdo con los resultados obtenidos, del total de clientes de la CNFL, se esperaría que sólo el 27,69 % vería rentable instalar un sistema fotovoltaico en algún porcentaje. La relación por tipo de cliente se presenta en el Cuadro 5.1. Es claro que los resultados varían significativamente dependiendo del tipo de tarifa. En el caso de la Tarifa General, cerca del 46 % de los clientes tienen una probabilidad de instalación mayor a cero, en contra del 24,89 % de los clientes residenciales o del 100 % de los clientes con tarifa TMT.

A continuación se presentan los resultados detallados para cada uno de los distintos tipos de clientes.

Clientes residenciales

En la Figura 5.13 se presenta un mapa de los clientes residenciales que podrían

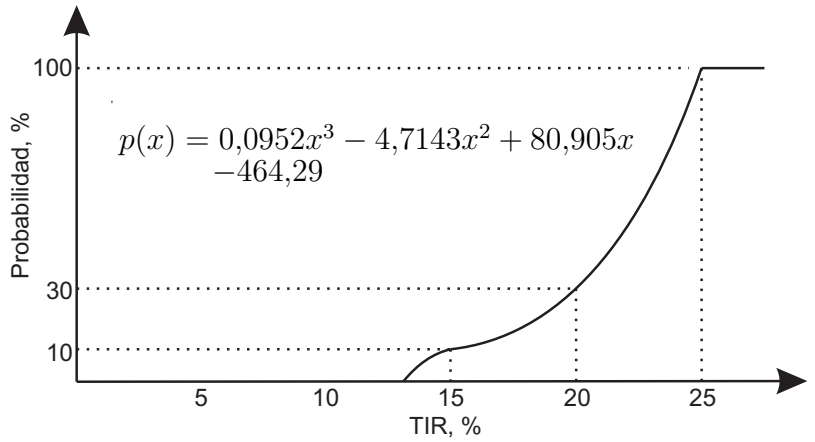


Figura 5.7.: Probabilidad de instalación de sistemas fotovoltaicos en sector comercial e industrial en función del TIR

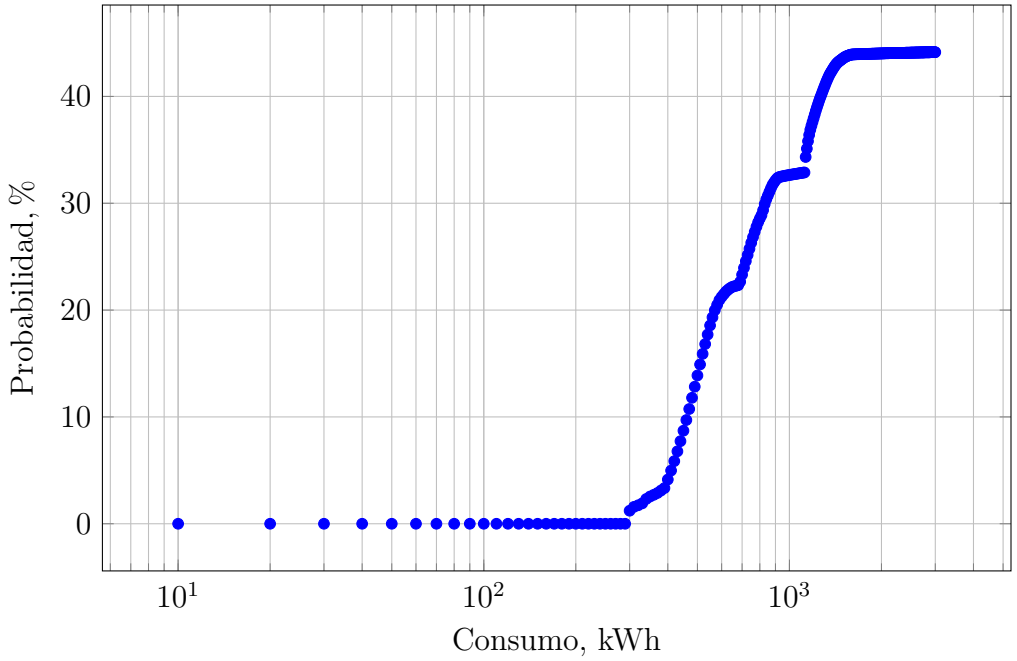


Figura 5.8.: Probabilidad de instalación según consumo de cliente Tarifa Residencial

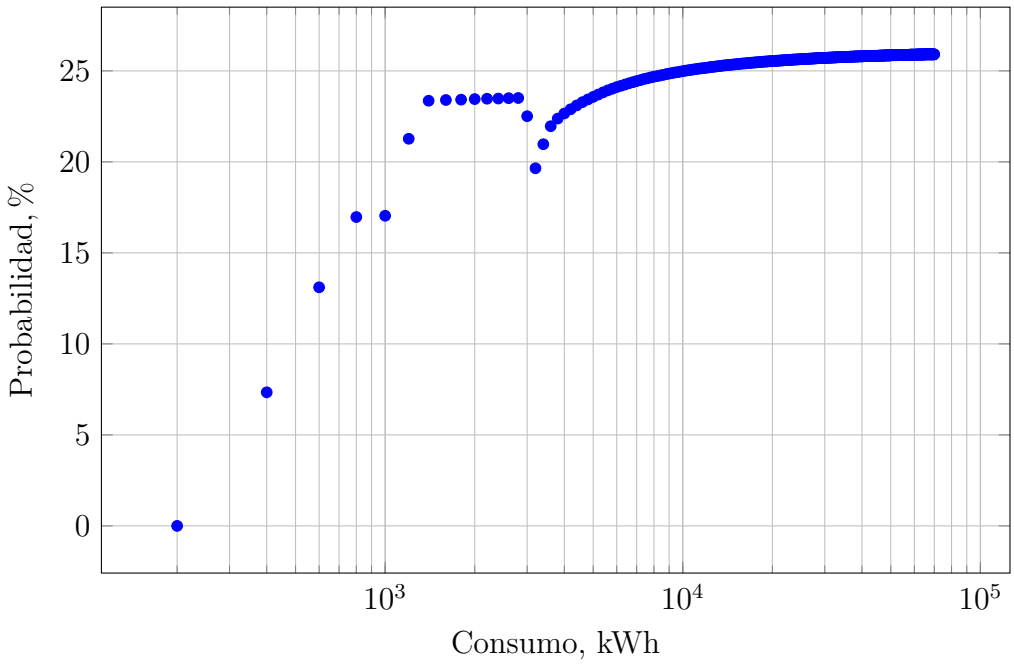


Figura 5.9.: Probabilidad de instalación según consumo de cliente Tarifa General

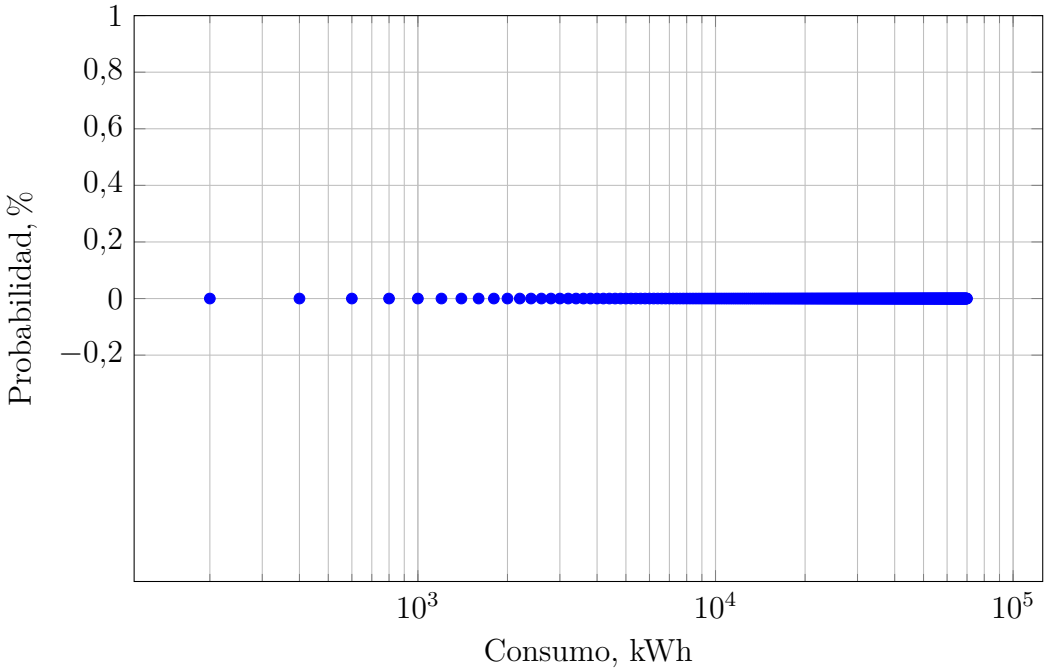


Figura 5.10.: Probabilidad de instalación según consumo de cliente Tarifa Preferencial

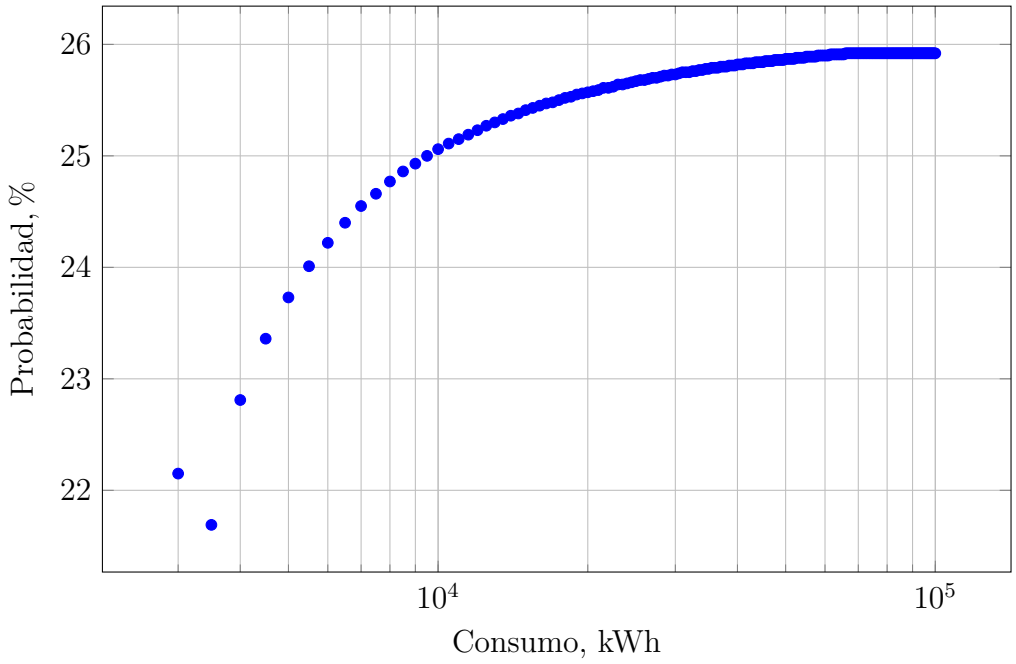


Figura 5.11.: Probabilidad de instalación según consumo de cliente Tarifa Promocional

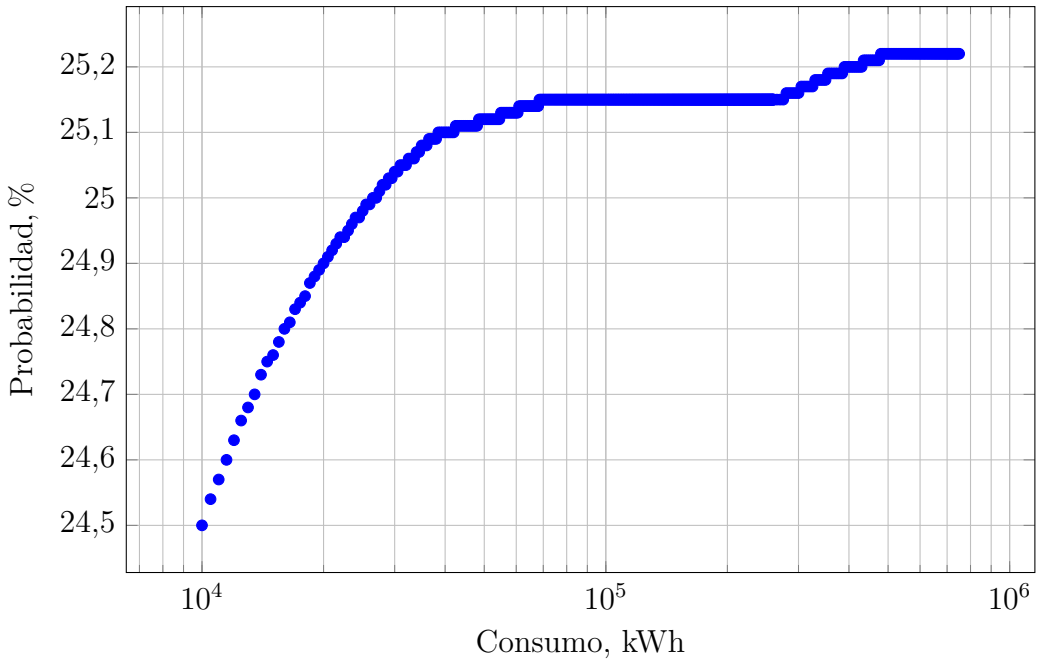
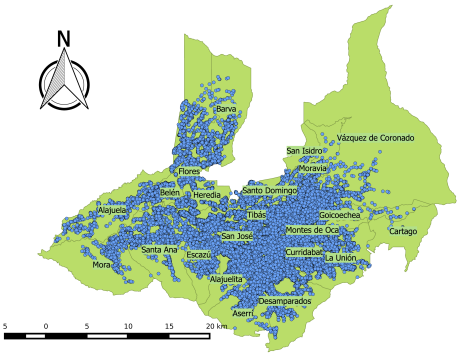
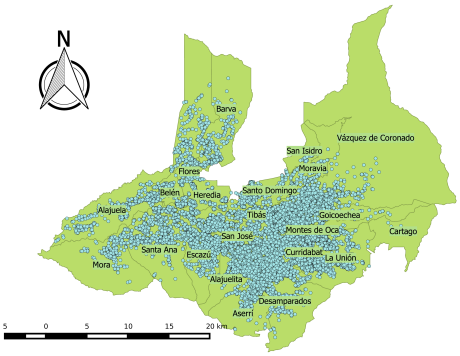


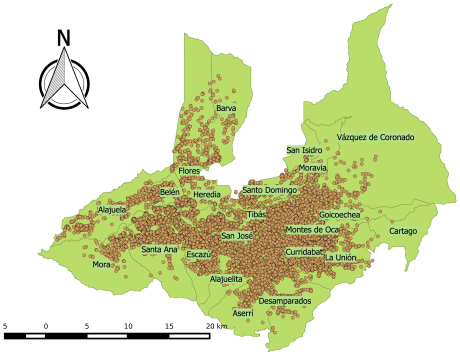
Figura 5.12.: Probabilidad de instalación según consumo de cliente Tarifa Media Tensión



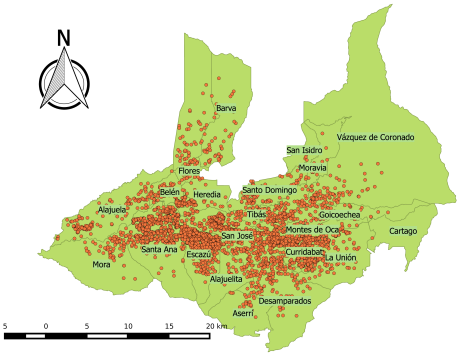
(a) Probabilidad menor a 10 %



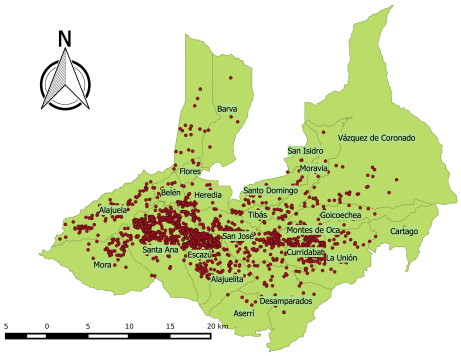
(b) Probabilidad entre 10 % y 20 %



(c) Probabilidad entre 20 % y 30 %



(d) Probabilidad entre 30 % y 40 %



(e) Probabilidad más de 40 %

Figura 5.13.: Mapa de los clientes residenciales potenciales de GD en la CNFL separados por probabilidad de instalar un sistema fotovoltaico.

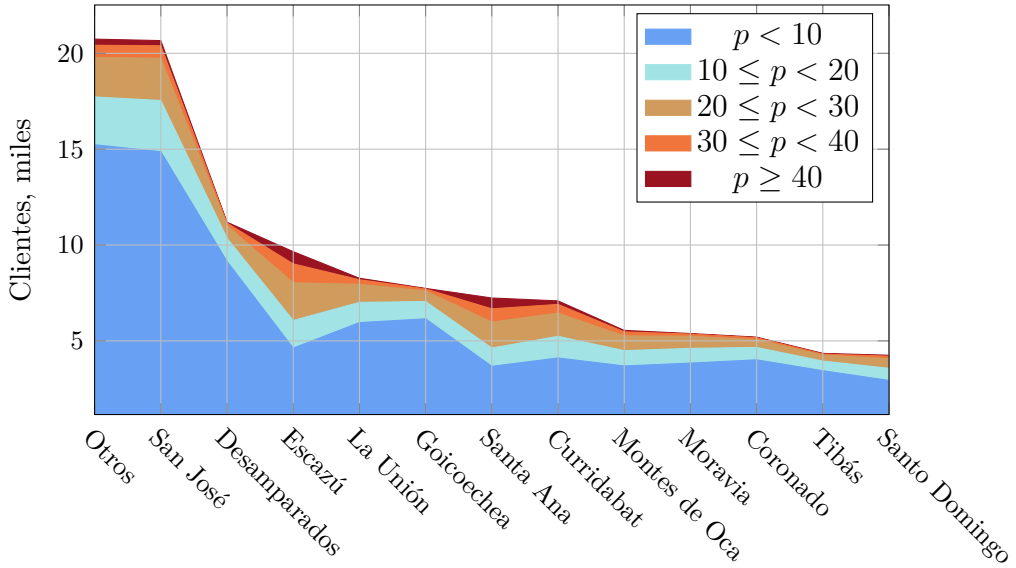


Figura 5.14.: Distribución por probabilidad y cantón para clientes residenciales en caso de tener instalación masiva.

instalar sistemas fotovoltaicos dentro del área de concesión de la CNFL. Se puede observar que la mayoría de los clientes tienen una probabilidad de instalación menor al 10 %. También, se puede encontrar que los clientes con mayor probabilidad de instalar se empiezan a agrupar en zonas bastante definidas. De la Figura 5.13(e) se puede observar una acumulación importante de clientes en las zonas de San José, Curridabat, Montes de Oca, Santa Ana y Escazú, que justamente coinciden con las zonas donde viven personas de poder adquisitivo mayor.

El detalle de la cantidad de clientes por cantón se presenta en la Figura 5.14, donde se muestra un gráfico con la distribución de clientes por potencia y por cantón. San José es el cantón con mayor cantidad de clientes potenciales con 20665, seguido por Desamparados con 11191 abonados. Sin embargo, en el caso de este último, se puede ver que la cantidad de clientes con probabilidad de instalación mayor al 30 % es prácticamente nulo, al contrario de lo que ocurre en Escazú, Santa Ana y Curridabat.

Si se analiza la Figura 5.15, donde se muestra la capacidad potencial total por cantón y por grupo de probabilidad de instalación, se puede observar que la situación difiere del caso de clientes. San José sigue estando a la cabeza, con una posible capacidad potencial de alrededor de 50 MW. Este número se obtiene de sumar la instalación óptima para cada uno de los clientes del cantón. Sin embargo, los cantones de Escazú y Santa Ana sobresalen con una capacidad potencial de alrededor de 14,75 MW y 11,76 MW para clientes con una probabilidad de instalación mayor de

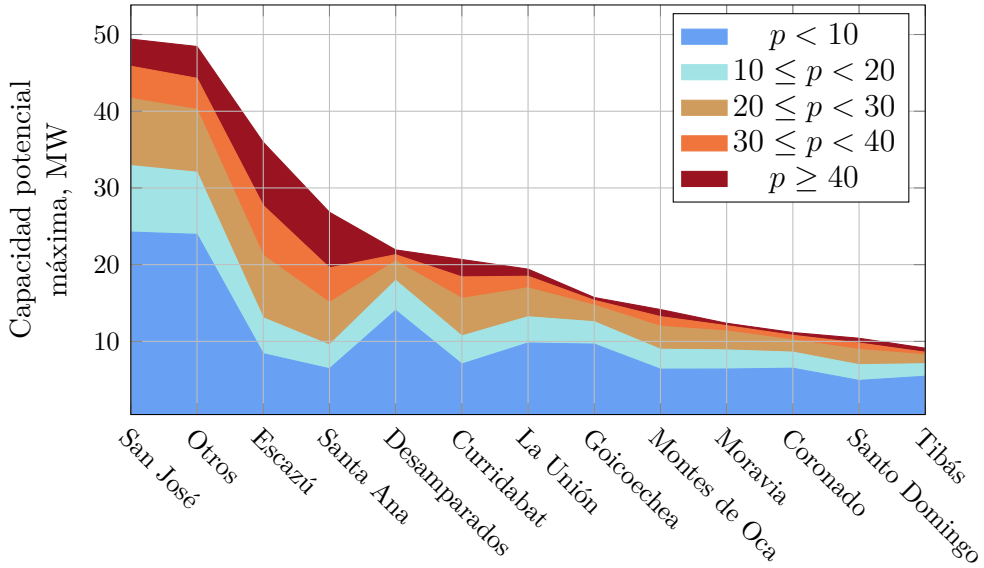


Figura 5.15.: Distribución de la capacidad potencial por probabilidad y cantón para clientes residenciales.

30 %.

Estos resultados son consistentes con el cálculo del promedio de la probabilidad de instalación por cantón. Al observar el gráfico de la Figura 5.16, se puede observar que los cantones en los que el promedio de la probabilidad de instalar sistemas fotovoltaicos es mayor, son Escazú y Santa Ana con 15,05 % y 14,69 %. Con cerca de tres puntos porcentuales menos, se encuentran Curridabat, Belén y San Isidro. El promedio general de todos los clientes residenciales es de 8,79 %.

Como se puede observar, los promedios de la probabilidad de instalar sistemas fotovoltaicos es relativamente baja, pero se puede afirmar, por los resultados de Escazú y Santa Ana, que los equipos óptimos para las personas con mayor probabilidad tienen altas capacidades, tal y como se puede desprender de los resultados de la Figura 5.17. En promedio, el equipo óptimo que se podría instalar en Escazú es 1,5 veces el equipo promedio de todos los cantones del área de concesión de la CNFL, que resulta ser igual a 2,48 kW. Aserrí es el cantón con menor probabilidad de instalar un panel fotovoltaico, así como el cantón con menor capacidad promedio por equipo.

Los resultados obtenidos coinciden con la distribución geográfica del Índice de Desarrollo Cantonal (IDC),[3] ver Figura 5.18. Los cantones con mayor probabilidad de instalar sistemas fotovoltaicos son los que poseen el mayor nivel de desarrollo humano en el área metropolitana. Cabe mencionar que estos cantones son los que

[3]Programa Naciones Unidas para el Desarrollo - Universidad de Costa Rica 2011.

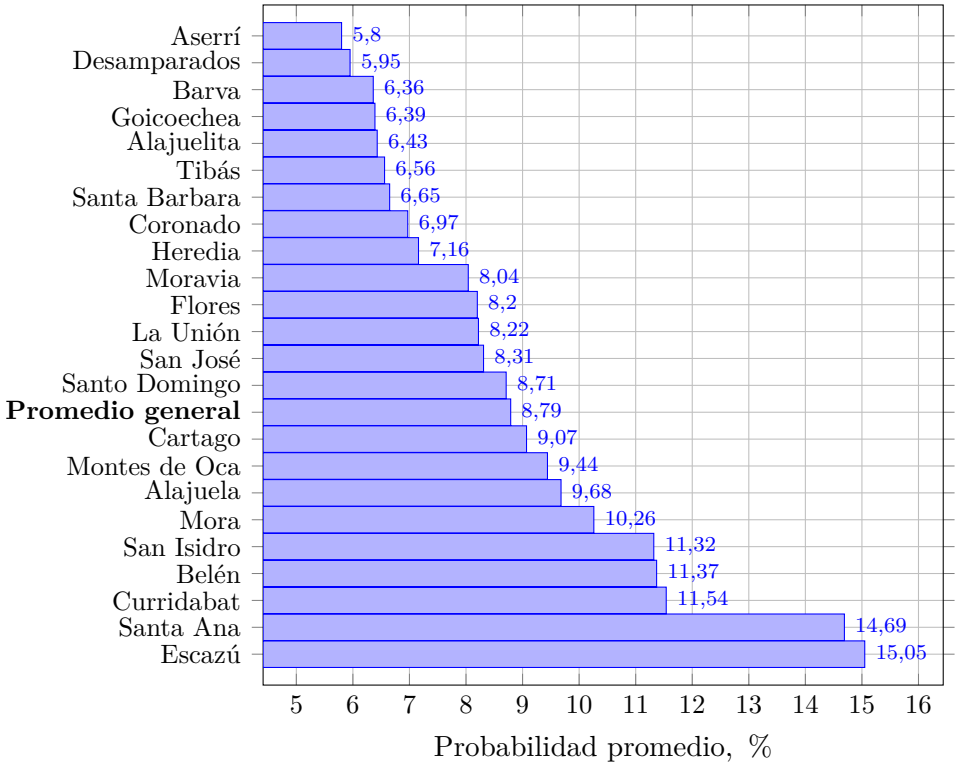


Figura 5.16.: Probabilidad promedio de instalar un sistema fotovoltaico por cantón para clientes residenciales.

poseen el mayor Índice de Bienestar Material (IBM), reflejando una mayor capacidad adquisitiva de los abonados.

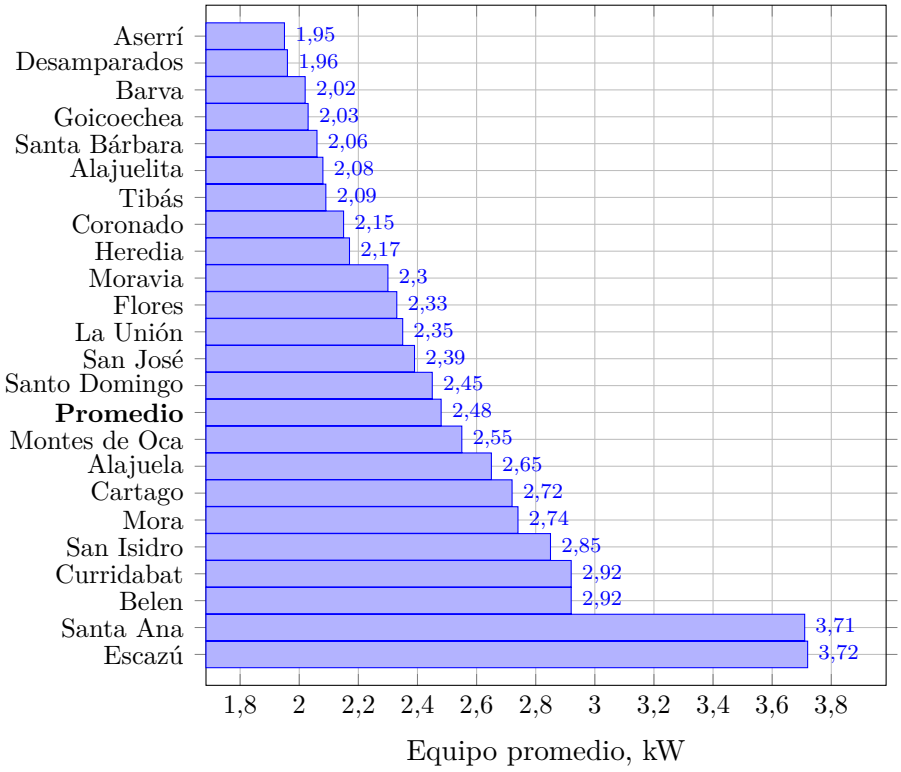


Figura 5.17.: Equipo promedio de un sistema fotovoltaico por cantón para clientes residenciales.

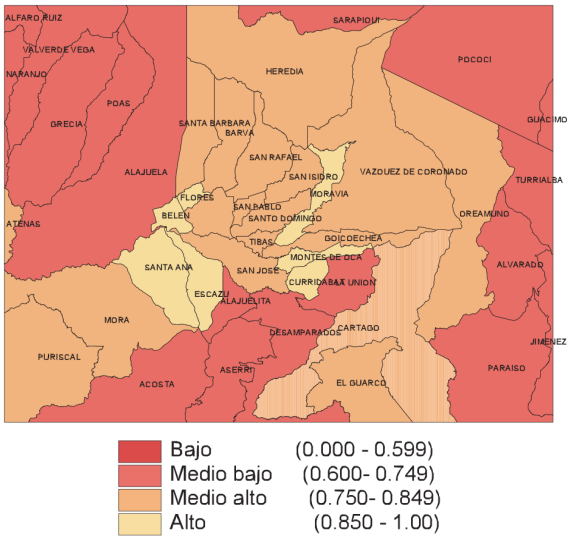


Figura 5.18.: Distribución geográfica Índice de Desarrollo Cantonal

Clientes con tarifa general

Para el caso de los clientes con tarifa general, la localización de cada cliente con probabilidad de instalar un sistema fotovoltaico se presenta en la Figura 5.19. En este caso, la mayor concentración de clientes con alguna probabilidad de instalar un sistema fotovoltaico se encuentran en la zona central de San José, tal y como se muestra en la gráfica de la Figura 5.20, donde se muestra la distribución por cantón y por probabilidad. San José tiene cerca de 12000 clientes con una probabilidad mayor de cero de colocar un sistema de generación solar, sin embargo sólo un pequeño porcentaje tiene una probabilidad de instalación superior al 25 %.

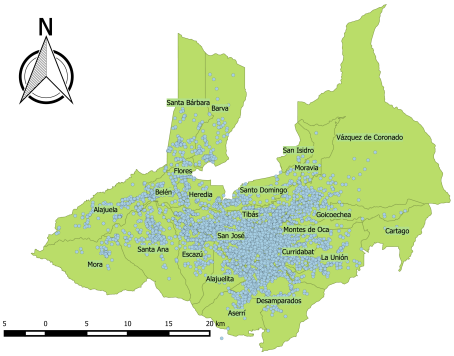
La mayoría de los clientes con probabilidad mayor de cero se encuentran en el rango de probabilidad entre 20 % y 25 %, pero para algunos de los cantones, el segmento entre 5 % y 10 % también representa una fracción importante. Los clientes con estos porcentajes bajos, por lo general instalarían un sistema de generación de baja capacidad. En cambio, los clientes con probabilidades de instalación mayores a 20 %, tienen asociados equipos con una capacidad más grande de manera que a la postre, terminan siendo los principales contribuyentes en lo que se refiere a potencia, tal y como se observa en la Figura 5.21. Es claro que San José es el cantón que podría tener la mayor capacidad instalada de toda el área de concesión de la CNFL, con un potencial de 160 MW, seguido por Escazú, Santa Ana y Montes de Oca.

A pesar de estos resultados, al observar la probabilidad y el tamaño del equipo promedio, tal y como se muestra en las Figuras 5.22 y 5.23, vemos que en los cantones de Cartago, Escazú, y Heredia se encuentran los clientes con tarifa general con mayor probabilidad de instalar sistemas fotovoltaicos, con probabilidades mayores al 18 % y con equipos mayores a los 15 kW.

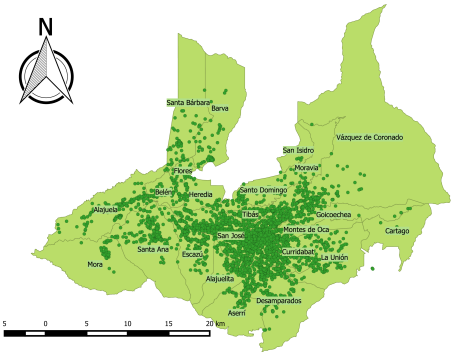
El promedio general es de una probabilidad de 16,9 % con un equipo de 13,26 kW. Al sumar la capacidad de todos los equipos, sin tomar en cuenta su probabilidad, se llega a una capacidad potencial máxima de aproximadamente 450 MW. Por supuesto, esta cantidad representa un máximo que prácticamente sería imposible de alcanzar. Para tener una mejor idea del verdadero potencial de la generación distribuida con energía solar, se realiza un estudio estadístico que se detalla en la Sección 5.1.4.

Clientes con tarifa TMT

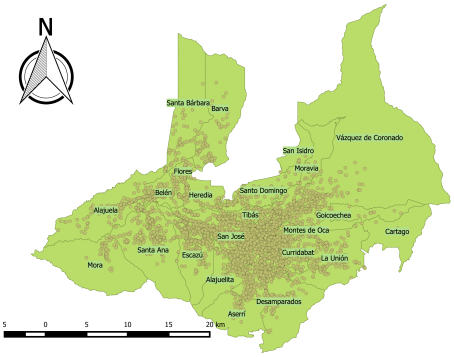
Al realizar el mismo procedimiento para clientes con TMT, se llegó a la distribución geográfica que se presenta en la Figura 5.24. En el caso de la tarifa TMT, la cantidad neta de clientes es menor que para las tarifas anteriores, pero su consumo es considerablemente mayor. En el mapa se puede observar una ligera acumulación de abonados con una probabilidad de instalación mayor de cero en los cantones de



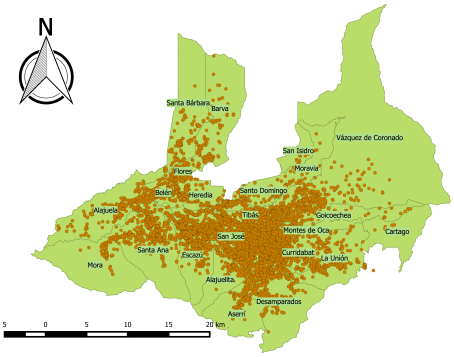
(a) Probabilidad entre 5 % y 10 %



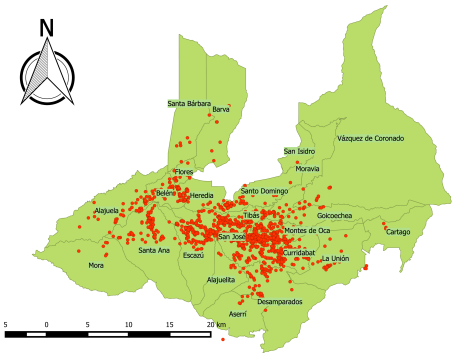
(b) Probabilidad entre 10 % y 15 %



(c) Probabilidad entre 15 % y 20 %



(d) Probabilidad entre 20 % y 25 %



(e) Probabilidad mayor a 25 %

Figura 5.19.: Mapa de los clientes generales potenciales de GD en la CNFL separados por probabilidad de instalar un sistema fotovoltaico.

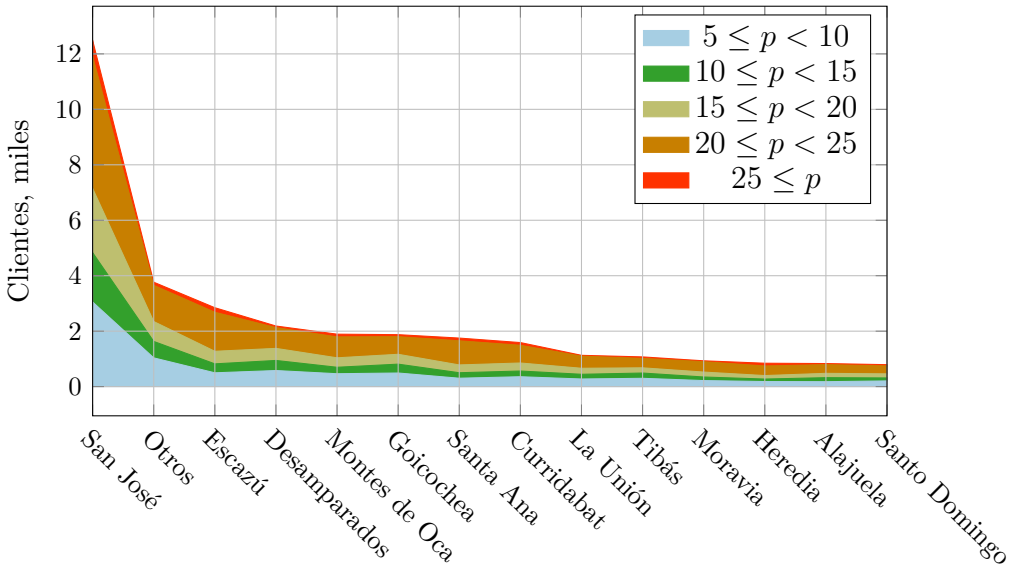


Figura 5.20.: Distribución por probabilidad y cantón para clientes con tarifa general en caso de tener instalación masiva.

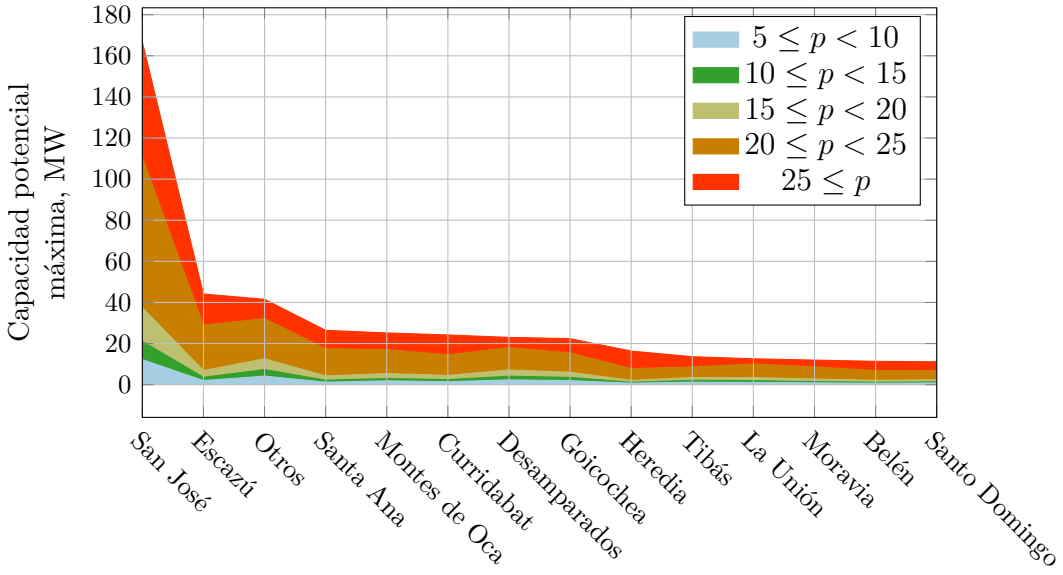


Figura 5.21.: Distribución de la capacidad potencial máxima por probabilidad y cantón para clientes con tarifa general en caso de tener instalación masiva.

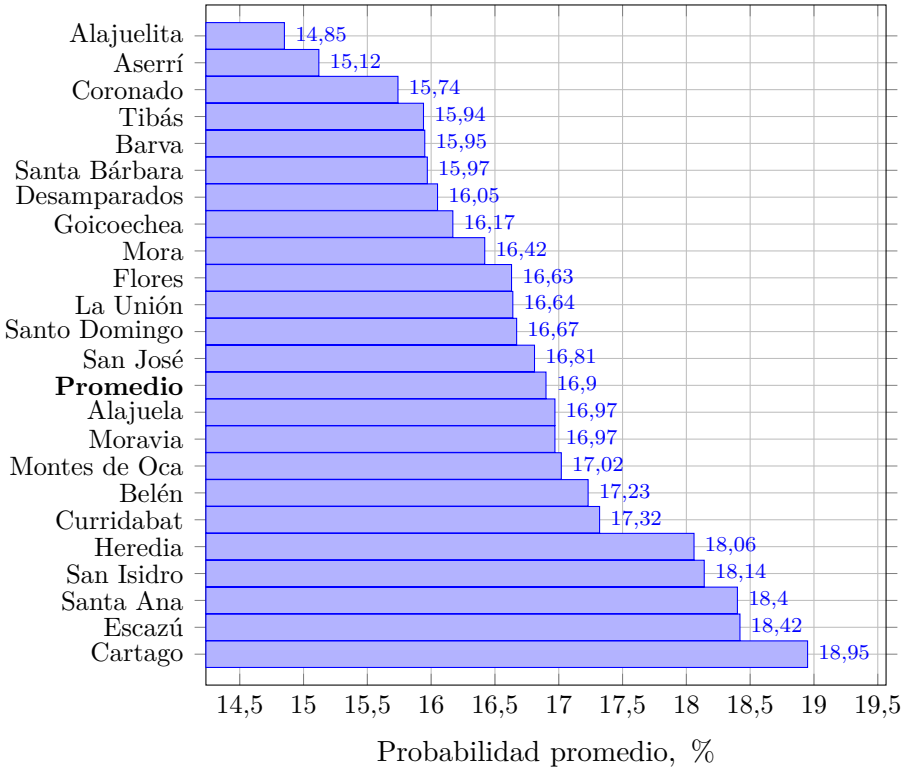


Figura 5.22.: Probabilidad promedio de instalar un sistema fotovoltaico por cantón para clientes con tarifa general.

Belén, San José y Curridabat.

Al contrario de los casos anteriores, las probabilidad de instalación promedio en cada uno de los cantones son muy parecidas entre sí, con una probabilidad promedio de aproximadamente 25 %.

Donde sí hay diferencias importantes es en la cantidad de abonados con cierta probabilidad de instalación. Al graficar la cantidad de clientes por cantón, se obtiene la gráfica que se muestra en la Figura 5.25. El cantón de San José tiene 92 clientes potenciales, lo que representa 3,5 veces más clientes que Belén, que es el segundo cantón con más clientes potenciales.

El valor promedio de los equipos instalados se presenta en la Figura 5.26. En Belén se encuentran algunas de las industrias más demandantes energéticamente (El Arreo, Phelps Dodge, Bridgestone, etc), por lo que es de esperar que este cantón sea el que tenga el equipo promedio más grande (cerca de 590 kW), seguido por el cantón de Flores y Alajuela.

En general, el equipo fotovoltaico promedio para la sección TMT de la CNFL es

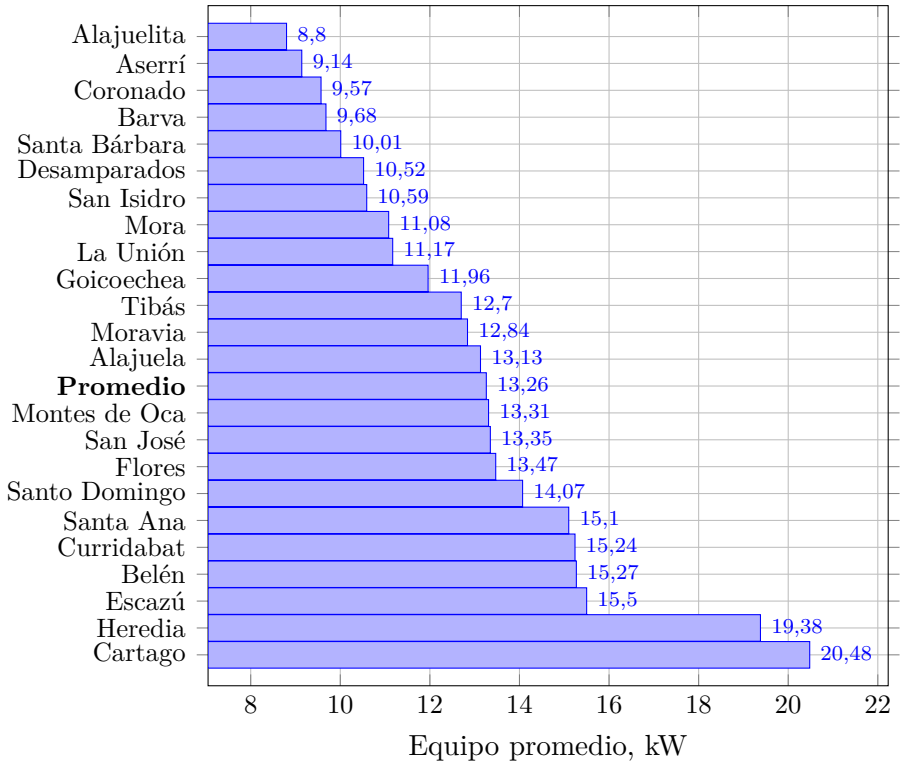


Figura 5.23.: Equipo promedio de sistemas fotovoltaicos por cantón para clientes con tarifa general.

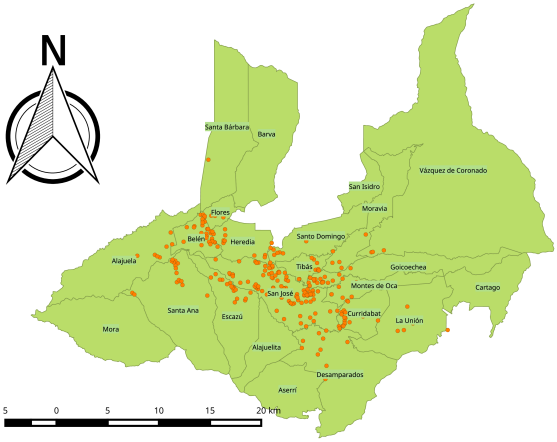


Figura 5.24.: Mapa de los clientes TMT potenciales de GD en la CNFL.

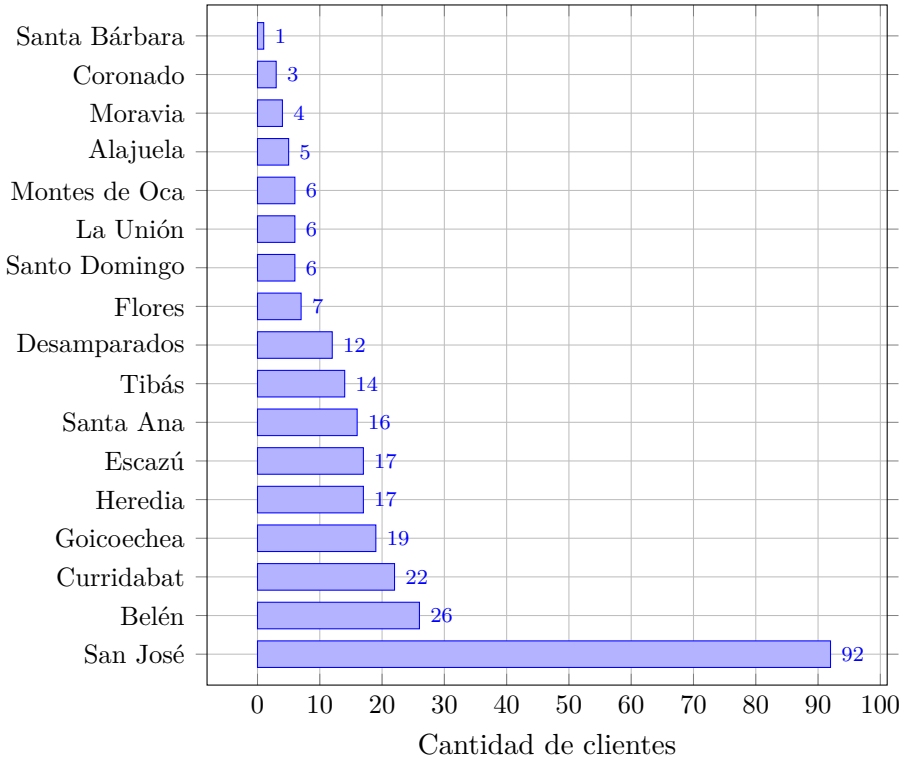


Figura 5.25.: Clientes con tarifa TMT por cantón con probabilidad de poner un sistema fotovoltaico.

de 338,32 kW.

Al analizar el potencial total por cantón, se puede observar en la Figura 5.27, que el cantón de San José llevaría la delantera con una capacidad potencial máxima total de unos 28,61 MW, seguido por Belén, que le correspondería una capacidad potencial de 15,38 MW. El total general de la capacidad potencial máxima para la CNFL, para clientes TMT correspondería a 92,36 MW, casi todos con una probabilidad cercana al 25 % de instalarse.

Clientes preferenciales y promocionales

En el caso de los clientes preferenciales, la instalación de sistemas fotovoltaicos no resulta ser rentable, debido a que en todos los casos, la probabilidad de instalación resultó ser de 0 %, con un tiempo de recuperación promedio de 49,3 años.

Para el caso de los clientes promocionales, todos los clientes de la CNFL con esta tarifa tendrían probabilidad mayor de cero de instalar un sistema fotovoltaico. En total, la capacidad potencial máxima sería de cerca de 7 MW, con una probabilidad

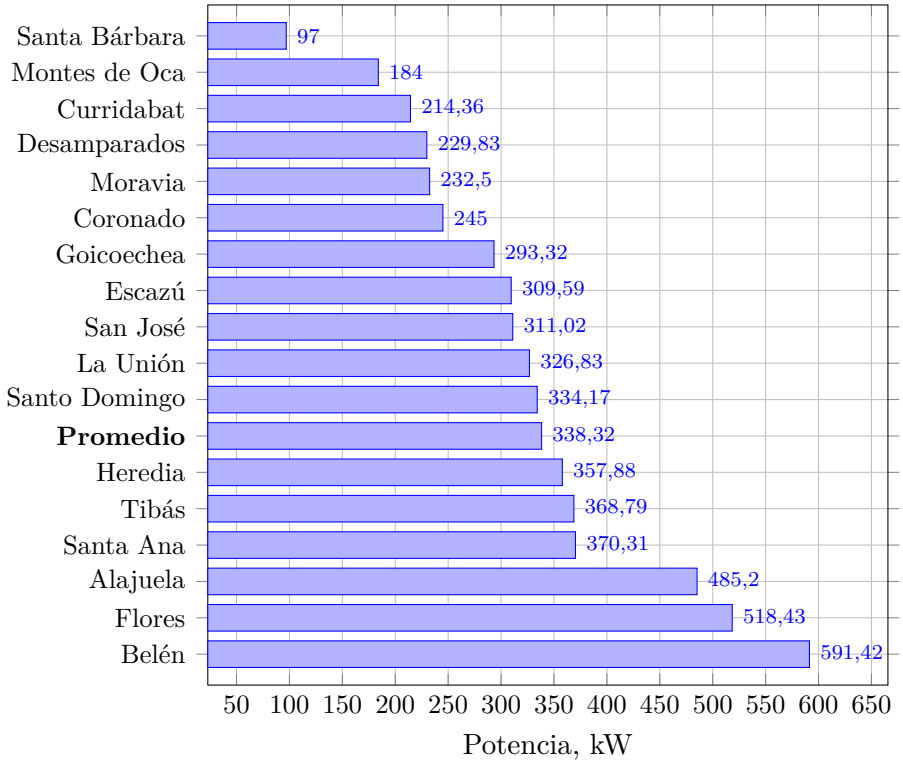


Figura 5.26.: Equipo promedio que podría conectarse para clientes TMT por cantón.

de instalación promedio de 24,6 %

En la Figura 5.28, se muestra la distribución de los equipos promedios por cantón para los clientes con tarifa promocional. Los cantones de Flores y Belén son los que tendrían instalación de equipos mayores, con un equipo instalado promedio de 190,5 kW y 187,75 kW respectivamente, seguidos por Escazú y Santa Ana.

5.1.4. Estimación de capacidad instalada y producción energética de sistemas fotovoltaicos

La base de datos de clientes potenciales de CNFL con sistemas fotovoltaicos se utilizó para realizar un estudio de simulaciones Monte Carlo. Estas simulaciones permiten tener una estimación más precisa y probable de los sistemas fotovoltaicos que se instalarían en el corto y mediano plazo en el área de concesión de CNFL.

Cada ensayo de Monte Carlo utiliza una muestra aleatoria de clientes potenciales de

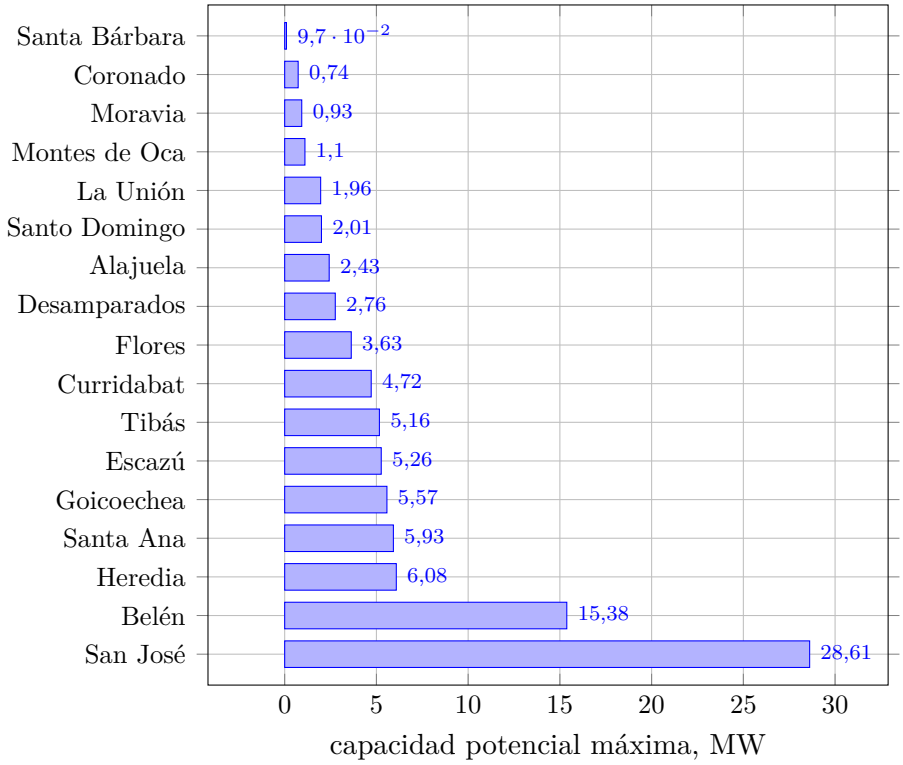


Figura 5.27.: Capacidad potencial máxima para clientes TMT por cantón.

instalar un generador distribuido[4]. El número de clientes considerado en cada ensayo depende de la probabilidad p asignada a cada cliente. Un cliente con probabilidad de instalación de 30 % aparecerá en más ensayos que un cliente con una probabilidad de instalación de 5 %.

Para considerar la posibilidad de que los clientes instalen un sistema con capacidad diferente al óptimo, la capacidad instalada de cada cliente se modeló como una variable aleatoria con distribución Normal con media μ, igual al valor óptimo, y desviación estandar $\sigma = 0{,}05\mu$ para clientes residenciales, y $\sigma = 0{,}15\mu$ para clientes no residenciales. Esta asignación se basa en que los clientes con tarifa no residencial tienen posibilidad de escoger en un rango más amplio de capacidades, donde la rentabilidad de los sistemas es muy similar a la óptima encontrada en el presente estudio. Asimismo, las muestras aleatorias de capacidades más pequeñas son de al menos 0,25 kW mientras que las muestras aleatorias de capacidades más grandes se

[4]el estudio no considera la limitación de 15 % de penetración por circuito establecido en AR-NT-POASEN. Esta restricción podría afectar el potencial máximo encontrado en áreas de gran potencial de instalación de sistemas fotovoltaicos, según se detalló en la sección 5.1.3.

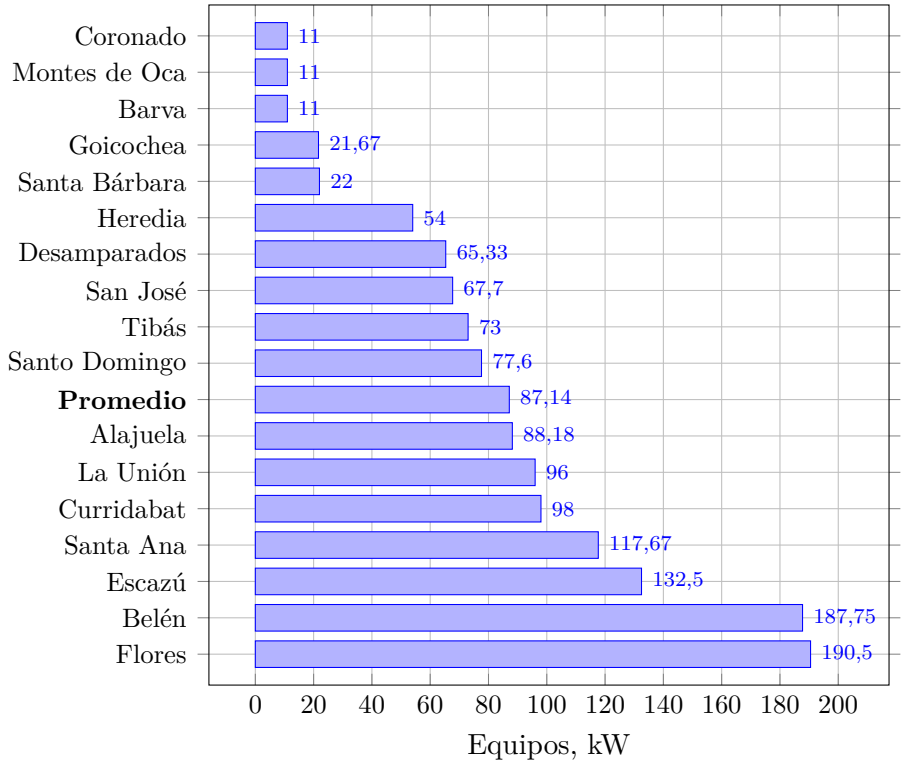


Figura 5.28.: Promedio de equipos óptimos para clientes con tarifa promocional por cantón.

limitaron a 1 MW máximo.

Capacidades instaladas esperadas por tipo de cliente

El Cuadro 5.2 muestra el resumen de las capacidades esperadas en el área de concesión de CNFL para los diferentes tipos de clientes, según estudio con 10000 y 100000 ensayos. Dado que los resultados son muy similares en ambos estudios, se concluye que el estudio Monte Carlo con 10000 ensayos es suficiente para el análisis de resultados pues abarca un gran número de combinaciones de muestras aleatorias de clientes y capacidades.

A partir de la simulación Monte Carlo se concluye que los clientes con tarifa preferencial y promocional tendrán muy poca participación en instalación de sistemas de generación fotovoltaica para autoconsumo, mientras que los clientes con tarifas residencial y general serían quienes instalen la mayor cantidad de sistemas fotovoltaicos.

De la simulación Monte Carlo también se registró el promedio de clientes que instalarían sistemas fotovoltaicos tomando en cuenta los 10000 ensayos. Este dato se

Cuadro 5.2.: Capacidad esperada en MW según simulaciones Monte Carlo

Tipo de cliente	10000 ensayos		100000 ensayos	
	μ	σ	μ	σ
Residencial	48,789	0,476	48,788	0,476
General	98,072	2,132	98,052	2,127
Preferencial	0,000	0,000	0,000	0,000
Promocional	1,806	0,489	1,807	0,489
Media Tensión	22,819	3,118	22,773	3,077

Cuadro 5.3.: Número de clientes esperados con sistemas fotovoltaicos

Tarifa	Clientes
Residencial	10532
General	5745
Preferencial	0
Promocional	20
Media Tensión	69

utilizó para estimar el número de clientes esperados con sistemas fotovoltaicos, tal como se muestra en el Cuadro 5.3. Nótese que el número de clientes residenciales es aproximadamente el doble del número de clientes con tarifa General. Sin embargo, la capacidad instalada esperada de clientes residenciales es aproximadamente la mitad de la capacidad instalada esperada de clientes con tarifa General.

Producción de energía esperada

Para cada una de las 10 000 combinaciones de clientes (ensayos) con sistemas fotovoltaicos, se estimó la producción de energía según su ubicación geográfica y su muestra aleatoria de capacidad. La producción solar de cada cliente se estimó utilizando datos de irradiación solar simulados en GRASS GIS para 33 puntos distribuidos a lo largo y ancho del área de concesión de CNFL.

La energía promedio que se espera sea producida por los clientes de CNFL se muestra en la Figura 5.29. Del gráfico se observa que la energía total ronda los 20 GWh/mes con mayor producción en los meses de diciembre hasta marzo. La energía anual esperada suma 244,9 GWh que representa un 7,4 % de la energía vendida por CNFL en el año 2014.

De las 10000 combinaciones analizadas se extrajeron también los casos con la

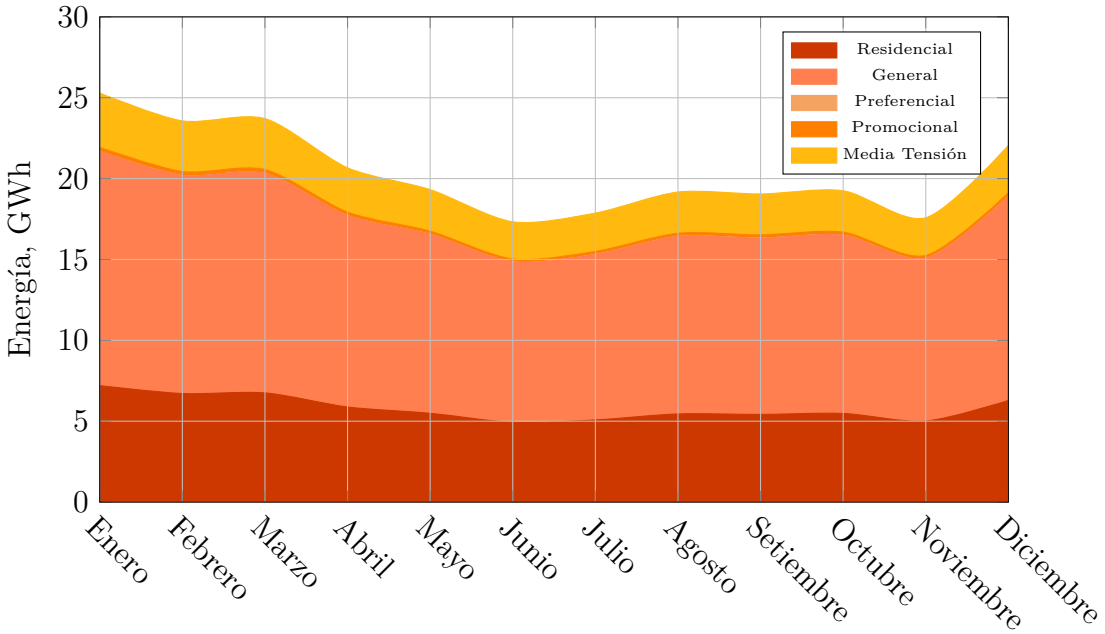


Figura 5.29.: Potencial energía promedio producida por sistemas fotovoltaicos

producción mínima y máxima para cada uno de los meses del año, ver Figuras 5.30 y 5.31. La energía máxima esperada por año es de 278,5 GWh que equivalen al 8,4 % de la energía vendida por CNFL en el año 2014.

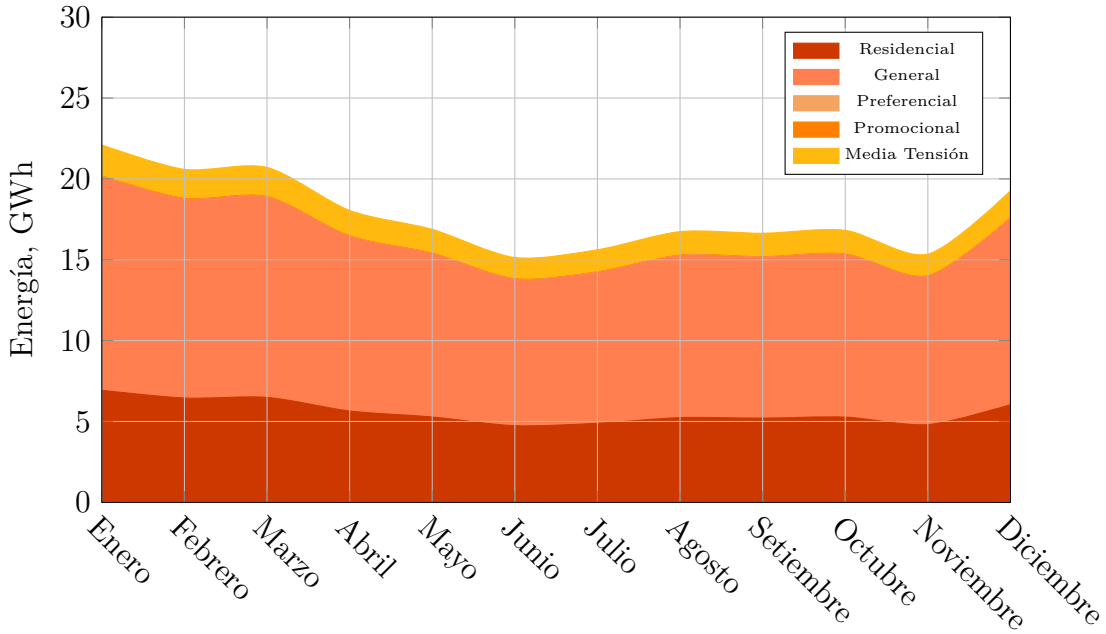


Figura 5.30.: Potencial energía mínima producida por sistemas fotovoltaicos

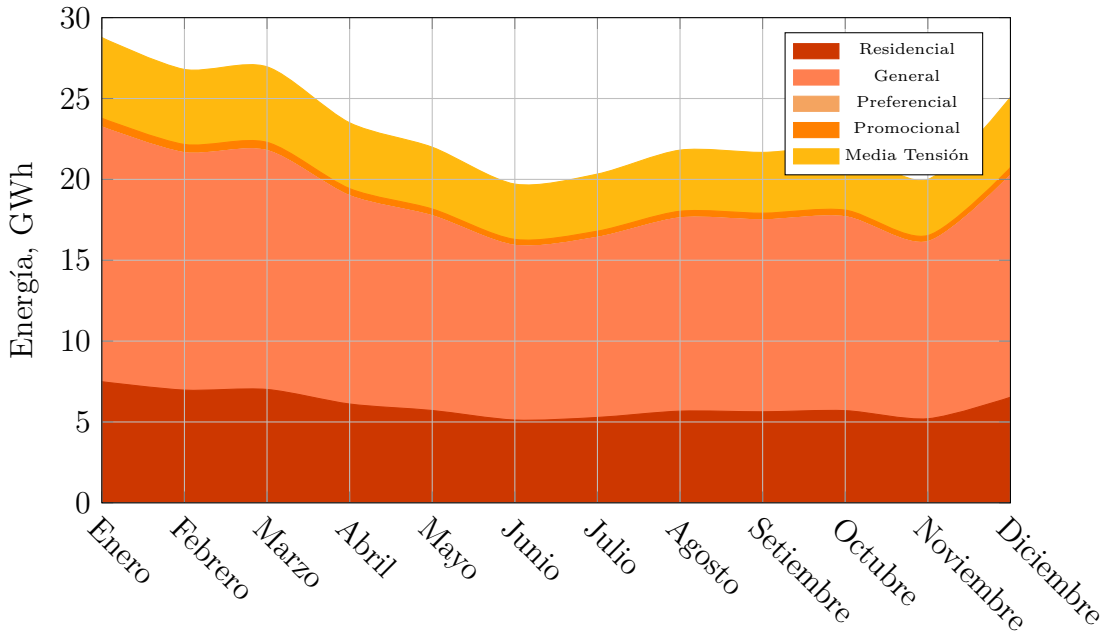


Figura 5.31.: Potencial energía máxima producida por sistemas fotovoltaicos

6. Efecto financiero sobre la CNFL

6.1. Metodología

Para cuantificar el impacto financiero de la generación distribuida para autoconsumo, en particular con tecnología fotovoltaica, se debe considerar el consumo de energía y potencia de cada cliente, la capacidad del sistema a instalar, el modelo de producción del sistema fotovoltaico y la tarifa eléctrica correspondiente.

El impacto financiero IF en el año j del cliente i con sistema de generación distribuida se estimó mediante:

$$IF_j^{(i)} = RV_j^{(i)} - RCE_j^{(i)} - RCP_j^{(i)} - RPT_j^{(i)} - CAR_j^{(i)} - VEC_j^{(i)}$$

donde:

RV	es la reducción en ventas de energía y potencia al cliente i, en colones
RCE	es la reducción de compra de energía al ICE, en colones
RCP	es la reducción de compra de potencia al ICE, en colones
RPT	es la reducción de pago por transmisión al ICE, en colones
CAR	es el cobro de acceso a la red realizado al cliente, en colones
VEC	es la venta de los excedentes a otros clientes, en colones

Un resultado negativo implica ganancias para la CNFL por la incorporación del sistema fotovoltaico mientras que un resultado positivo representa dinero dejado de percibir.

La reducción en ventas de energía y potencia[1] al cliente i son ahorros del cliente producto de su sistema fotovoltaico[2]. El ahorro del cliente en el año j se calcula como la diferencia de pagos sin CVC en la factura eléctrica con y sin sistema fotovoltaico, sin tomar en cuenta el costo de acceso a la red.

La reducción de compra de energía al ICE se calcula al multiplicar el precio de compra del kWh en punta, valle o nocturno por la energía producida en el periodo respectivo. Por ejemplo, un cliente de San José que instale un sistema fotovoltaico de

[1] la tarifa de potencia no aplica a clientes residenciales ni clientes de tarifa general con consumo mensual inferior a 3000 kWh

[2] se supone que el cliente instala la capacidad óptima según su consumo mensual de energía

Cuadro 6.1.: Tarifa de compra de energía y potencia CNFL, sin CVC. 2015

-	col/kWh	col/kW
Periodo Punta	50,0	2652
Periodo Valle	40,9	2652
Periodo Nocturno	34,8	N/A

1 kW producirá, en el primer año, 1378 kWh (115 kWh/mes), de los cuales 486 kWh se producen en periodo punta y los restantes 892 kWh en periodo valle. El cálculo se realiza para los 12 meses del año y se suman para obtener la reducción de compra anual. Asimismo, en este cálculo se incluye la contribución de reducción de pérdidas de energía según los porcentajes detallados en la Sección 7.1.

La reducción de compra de potencia al ICE se calcula al multiplicar el precio de compra del kW en periodo valle por la potencia generada en valle (se escogió la potencia promedio generada a las 13 horas). El cálculo se realiza para los 12 meses del año y se suman para obtener la reducción de compra anual. De manera similar, el cálculo también incluye la contribución de reducción de pérdidas de potencia según los porcentajes detallados en la Sección 7.1. En este punto es importante mencionar que el pico de demanda en periodo punta ocurre después de las 18 horas por lo que ningún generador distribuido tipo fotovoltaico reducirá la compra de kW que CNFL hace al ICE en dicho periodo.

El precio de compra de energía y potencia de CNFL al ICE no incluye el cargo por el CVC, ver Cuadro 6.1. Esta tarifa es válida para el 2015. El cobro por kW se aplica a la potencia más alta registrada en el respectivo periodo en el mes de facturación.

La reducción de pago por transmisión se obtiene de multiplicar el costo de transmisión por la energía generada por el sistema fotovoltaico en el año j, incluyendo la contribución de reducción de pérdidas de energía. El costo de transmisión actual es de 12 colones/kWh. En el caso de instalación masiva de generadores distribuidos en el futuro, el ICE podría solicitar ajustes de tarifa por transmisión para compensar por menor recaudación, esto será discutido en el Capítulo 8.

Finalmente, el cobro de acceso a la red se calcula al multiplicar la tarifa establecida por ARESEP por los kWh producidos (y consumidos) por el abonado en el respectivo mes, ver Apéndice B. El $CAR_j^{(i)}$ constituye entonces la suma de los 12 cobros realizados al cliente i en el año j.

A manera de ejemplo, supóngase un cliente residencial con consumo mensual de 500 kWh que decide instalar un sistema fotovoltaico de 3 kW dentro del área de concesión de CNFL. En el primer año de análisis, el sistema fotovoltaico producirá 4134 kWh que equivale a un ahorro de 381670 colones. Este monto ahorrado por el

abonado es la pérdida en ventas de CNFL, o sea RV.

Producto de los kWh producidos por el sistema fotovoltaico en el primer año, la CNFL no le compra al ICE 1458 kWh en periodo punta y 2676 kWh en periodo valle. Al incorporar el porcentaje de contribución de reducción de pérdidas de energía, la reducción de energía comprada al ICE es 1546 kWh en punta y 2837 kWh en valle aproximadamente. Esto equivale a una reducción de compras de energía de $RCE = 193300$ colones, según las tarifas del Cuadro 6.1.

La RCP se estima a partir del precio establecido para periodo valle multiplicado por la potencia promedio generada (es diferente para cada mes) a las 13 horas, incluyendo el porcentaje de contribución de reducción de pérdidas de potencia. Al sumar la reducción de compra de kW en los 12 meses del año se obtuvo que $RCP = 49747$ colones.

El cálculo de la reducción de pago por transmisión se obtiene de multiplicar la energía anual producida por el sistema fotovoltaico incluyendo su contribución a reducción de pérdidas de energía, o sea 4382 kWh, por la tarifa de 12 colones/kWh. Esto resulta en $RPT = 52588$ colones en el primer año de análisis.

Finalmente, el cobro anual de acceso a la red es de 74087 colones, resultado de multiplicar la energía producida (y consumida) mensualmente, por la tarifa de acceso de 17,92 col/kWh para los abonados de CNFL.

De acuerdo a la fórmula de impacto financiero, el sistema fotovoltaico del cliente implicará una reducción de ingresos para CNFL de aproximadamente 12000 colones en el primer año de haberse instalado.

Si se hace un barrido para varios niveles de consumo y equipos para la tarifa residencial se llega al resultado que se presenta en la Figura 6.1. Cuando se tienen consumos bajos y equipos instalados de un tamaño considerable, esto representará una ganancia para la compañía, porque habrá energía que no deberá reconocer al cliente y que más bien podrá utilizar para sustituir energía comprada al ICE. Cuando se tiene consumos altos, sucede más bien lo contrario, y la CNFL se enfrentaría a una reducción en sus ingresos.

En la Figura 6.2 se presenta el impacto financiero anual para clientes con tarifa General y que no pagan demanda. Según el nivel de consumo, el dinero dejado de percibir por CNFL puede ir desde 30 mil colones hasta más de 100 mil colones por año si el sistema instalado no supera los 5 kW. Por su parte, las Figuras 6.3 y 6.4 presentan el impacto financiero con clientes de tarifa General con consumos altos, con pico de demanda a las 12 y 18 horas respectivamente. En estos casos los resultados se presentan en millones de colones.

Cuando el pico de potencia de un abonado con tarifa General ocurre a las 12 horas, su sistema fotovoltaico contribuirá a la reducción del pago por demanda por lo que

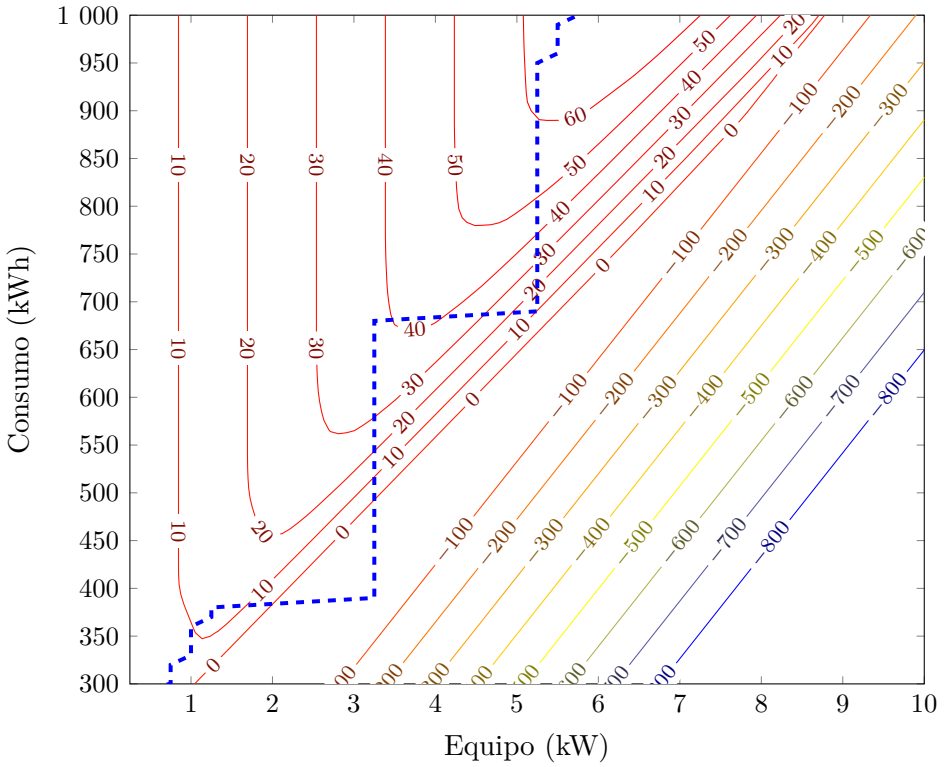


Figura 6.1.: Impacto financiero anual, clientes con tarifa Residencial (en miles de colones). La línea punteada representa los equipos óptimos en función del consumo.

CNFL verá reducido considerablemente sus ingresos. Por el contrario, si el pico de demanda del abonado ocurre a las 18 horas, el sistema fotovoltaico no aportará a la reducción de pago por demanda, y la CNFL facturará con poca o nula afectación a sus ingresos. Este último caso representa el escenario ideal para la compañía de distribución.

Por último, los casos para tarifa promocional y para tarifa TMT se presentan en las Figuras 6.5 y 6.6 respectivamente. Para los clientes con tarifa Promocional, se supone que el pico de demanda ocurre a las 12:00h, que es el peor escenario para la CNFL. En el caso de clientes con tarifa TMT, se supuso que los pico de demanda ocurren a las 11:00, 13:00 y 20:00 para los periodos de punta, valle y nocturno, respectivamente.

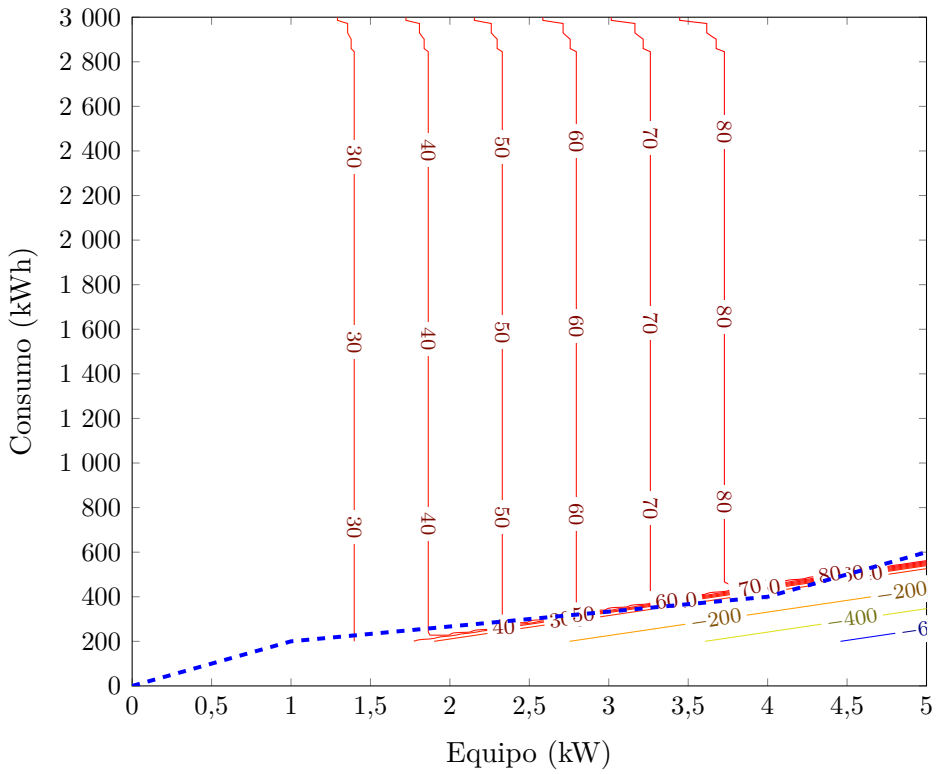


Figura 6.2.: Impacto financiero anual, clientes con tarifa General, para consumos bajos (en miles de colones). La línea punteada representa los equipos óptimos en función del consumo.

6.1.1. Metodología de evaluación de impacto financiero por inclusión masiva de sistemas fotovoltaicos

Uno de los insumos más importantes de esta metodología es la base de datos de clientes con probabilidad de instalación mayor que cero. De esta base de datos se obtuvo la lista de clientes, su historial de consumo y demanda, sus probabilidades de instalación y la capacidad del equipo que instalarían. A partir de esta lista se estableció un *modelo de crecimiento de instalaciones fotovoltaicas* que permite cuantificar la potencia instalada y el número de clientes que podrían instalar por año en el corto y mediano plazo, hasta cubrir la capacidad esperada.

El modelo de crecimiento de instalaciones toma en cuenta el número de años requeridos para instalar la capacidad esperada y el tipo de crecimiento (lineal, exponencial). El orden de los clientes que van instalando año a año se puede decidir de dos maneras: dependiendo directamente de la probabilidad de instalación, donde los clientes con mayor probabilidad instalan primero, o aleatoriamente, utilizando una

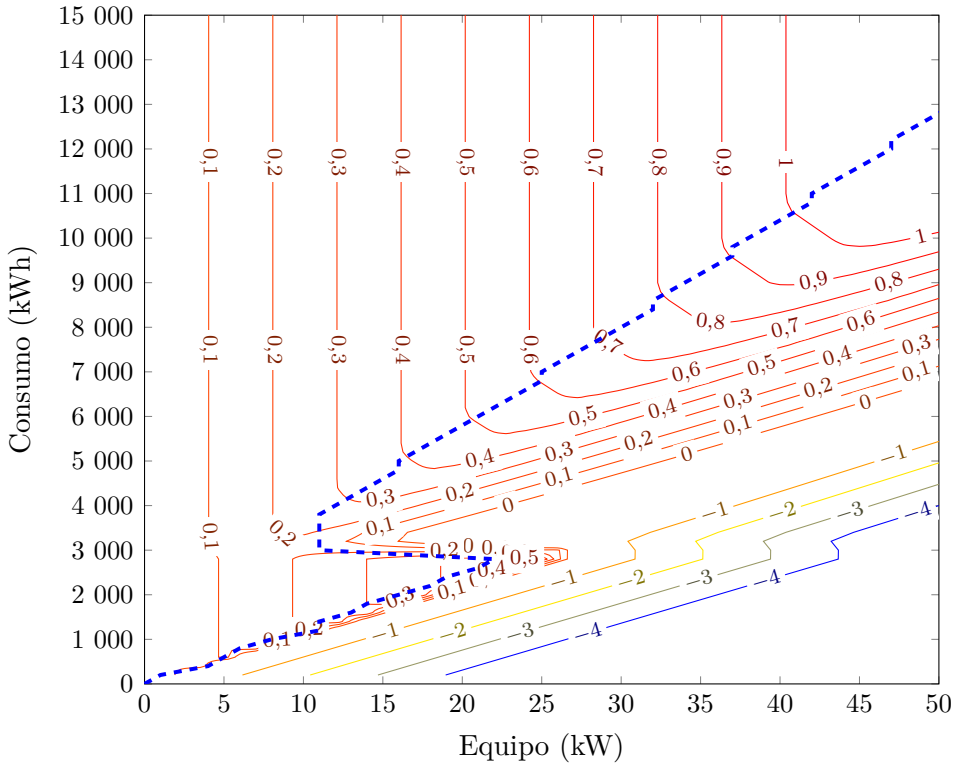


Figura 6.3.: Impacto financiero anual, clientes con tarifa General (en millones de colones) con el pico de demanda a las 12:00h. La línea punteada representa los equipos óptimos en función del consumo.

distribución binomial para seleccionar cuáles clientes instalan y cuáles no en un año particular. Ambas opciones fueron evaluadas en el estudio.

Con la nueva lista de clientes por año, se procedió a calcular el Impacto Financiero Total (IFT_j) en el año j para CNFL, mediante:

$$IFT_j = \sum_i IF_j^{(i)}$$

Para este análisis, se decidió tomar un periodo de análisis de veinte años. Además se consideraron dos escenarios de periodo de instalación: en el primer caso, se supone que los sistemas fotovoltaicos se instalarán en un lapso de 10 años hasta alcanzar la capacidad esperada, y en el segundo escenario, se supondrá que este periodo de instalación será de cinco años.

El estudio también considera dos tasas de crecimiento del costo de la electricidad: una que supone que el costo de la electricidad crece a un ritmo de 5 % anual, y otro que supone una tasa de crecimiento de 10 %. Estas tasas de crecimiento se aplicaron

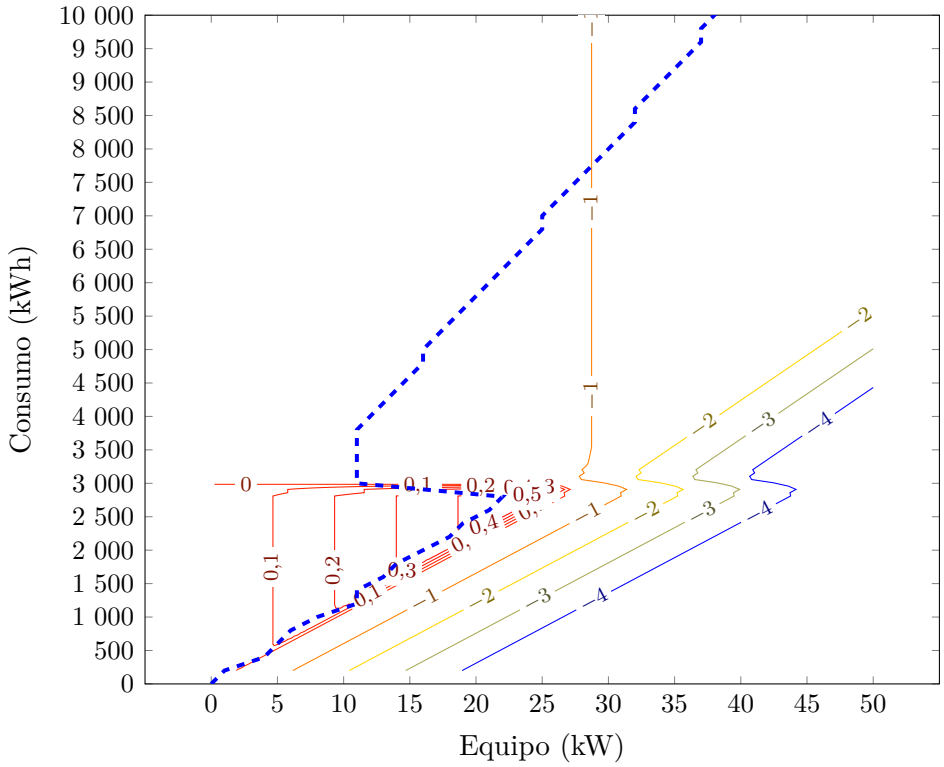


Figura 6.4.: Impacto financiero anual, clientes con tarifa General, en millones de colones, con el pico de demanda a las 18:00h. La línea punteada representa los equipos óptimos en función del consumo

por igual para los precios de compra y venta de CNFL. Finalmente, los clientes no recibirán compensación por los excedentes, por lo que se contempla solamente la medición neta sencilla.

6.2. Predicción del efecto financiero sobre la CNFL

6.2.1. Criterio para el año de instalación

En la Sección 5.1.4 se realizó un estudio basado en simulaciones Monte Carlo en el que se encontró la capacidad instalada promedio esperada de equipos fotovoltaicos por tipo de tarifa. Sin embargo, se debe tomar en cuenta la restricción impuesta por AR-NT-POASEN Capítulo XII, que indica que la capacidad instalada agregada de generación distribuida no debe superar el 15 % de la demanda máxima del alimentador donde se instala. Tomando en cuenta la información brindada por CNFL, se

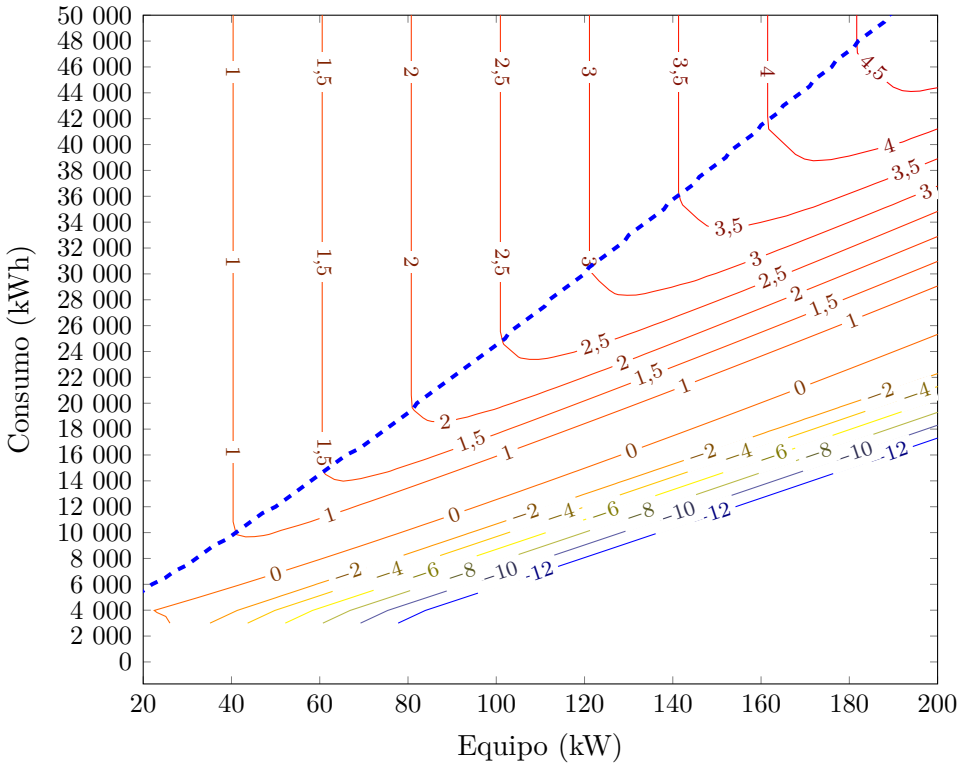


Figura 6.5.: Impacto financiero anual, clientes con tarifa Promocional (en millones). La línea punteada representa los equipos óptimos en función del consumo.

calculó que la potencia máxima que se podría instalar en CNFL es de aproximadamente 98 MW. Se procedió entonces a distribuir esta potencia total entre cada una de los tipos de clientes, de acuerdo con los resultados de la simulación de Monte Carlo, de manera que la potencia máxima esperada es la que se presenta también en el Cuadro 6.2.

El modelo de instalación toma esta capacidad máxima y la distribuye a lo largo del periodo de instalación a evaluar, siguiendo un patrón de crecimiento definido, y eligiendo los clientes de acuerdo con su probabilidad de instalación.

6.2.2. Resultados para el caso de tarifa residencial

Los resultados del efecto financiero de clientes con tarifa residencial se presentan en la Figura 6.7, considerando un periodo de instalación de 10 años. En cada año se presentan aumentos en los ingresos dejados de percibir debido al aumento en la tarifa eléctrica.

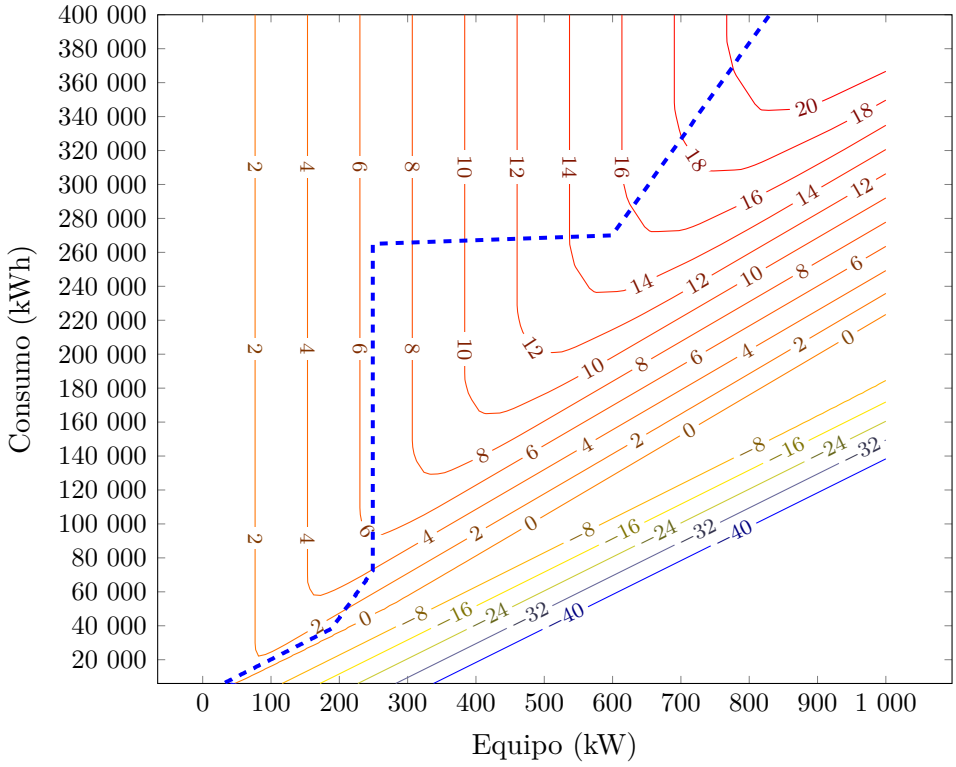


Figura 6.6.: Impacto financiero anual, clientes con tarifa TMT (en millones de colones). La línea punteada representa los equipos óptimos en función del consumo.

Cuadro 6.2.: Capacidad esperada de instalación en MW

Tipo de cliente	Promedio (Montecarlo)	Promedio (Restricción 15 %)
Residencial	50	28,4
General	98	55,6
Preferencial	0	0
Promocional	1,8	1,0
Media Tensión	23	13,0

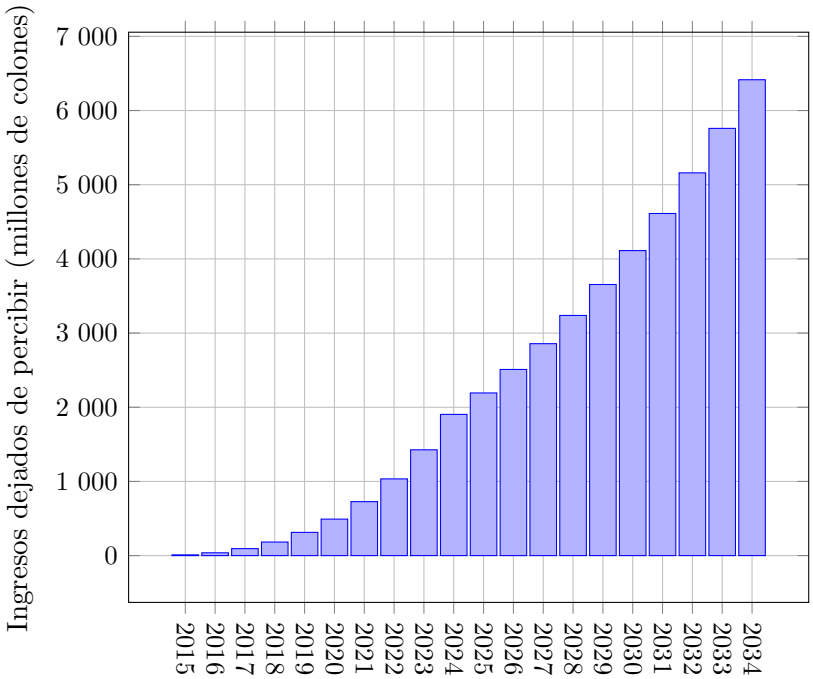


Figura 6.7.: Ingresos dejados de percibir por la CNFL, por la instalación de sistemas fotovoltaicos con clientes con tarifa residencial, para el caso de un crecimiento logarítmico, periodo de instalación de diez años y aumento de la electricidad de 10 % anual.

Si se analiza el caso con un aumento en la electricidad del 5 %, como se muestra en la Figura 6.8, se encontrará que la reducción de los ingresos en CNFL es significativamente menor, hasta 4 veces menor en el año 2034 con respecto a un aumento anual de electricidad del 10 %.

En el escenario en que se llegue a alcanzar la capacidad promedio esperada de instalación en cinco años, los resultados son como se presentan en la Figura 6.9. Aquí, el impacto será mayor durante los primeros 10 años porque la energía inyectada a la red en ese periodo será mayor al caso que los sistemas se instalan en 10 años. A partir del décimo año el impacto financiero será igual a lo mostrado en la Figura 6.7.

6.2.3. Resultados para el caso de tarifa General

El mismo análisis que se hizo para tarifa residencial, se realizó para clientes con tarifa general tomando en cuenta la capacidad esperada que se presentó en el Cuadro 6.2. De esta manera, el crecimiento en la instalación de sistemas fotovoltaicos es como se muestra en la Figura 6.10. La cantidad de clientes ronda los 3500 con

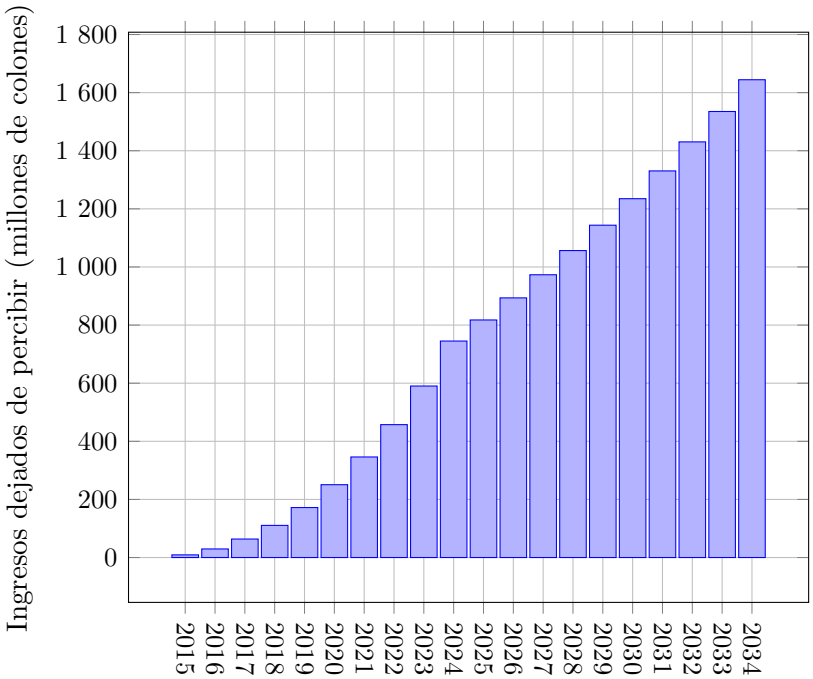


Figura 6.8.: Ingresos dejados de percibir por la CNFL, por la instalación de sistemas fotovoltaicos con clientes con tarifa residencial, para el caso de un crecimiento logarítmico, periodo de instalación de diez años y aumento de la electricidad de 5 % anual.

una potencia instalada de 55,55 MW aproximadamente después de 10 años. En la Figura 6.11 se muestra el resultado de aplicar el modelo con los clientes de tarifa General. Como se puede observar en este caso, con un aumento en el precio de la electricidad de 10 % anual, los ingresos dejados de percibir llegan a ser casi dos y media veces mayores que los correspondientes al caso residencial para el año 2034.

Al igual que en el caso residencial, los primeros diez años corresponden al tiempo en que se instalan nuevos sistemas fotovoltaicos hasta alcanzar los 55,6 MW, y el resto del tiempo se analiza el efecto sobre las finanzas de la CNFL. El análisis también se realizó con un lapso de instalación de 5 años, sin embargo no se presentan porque son muy parecidos a los de la Figura 6.11. Sin embargo, si se analiza los resultados cuando se supone un incremento en el precio de la electricidad del 5 %, los resultados son como se presentan en la Figura 6.12. Como se puede observar, si tanto el costo de la electricidad vendida por el ICE como la vendida por la CNFL crece a una tasa del 5 % anual, los ingresos dejados de percibir por la compañía se reducen notoriamente. Esto se debe principalmente a que, siendo la cantidad de energía sustituida la misma, los ingresos no percibidos por la compañía terminarían disminuyendo también debido

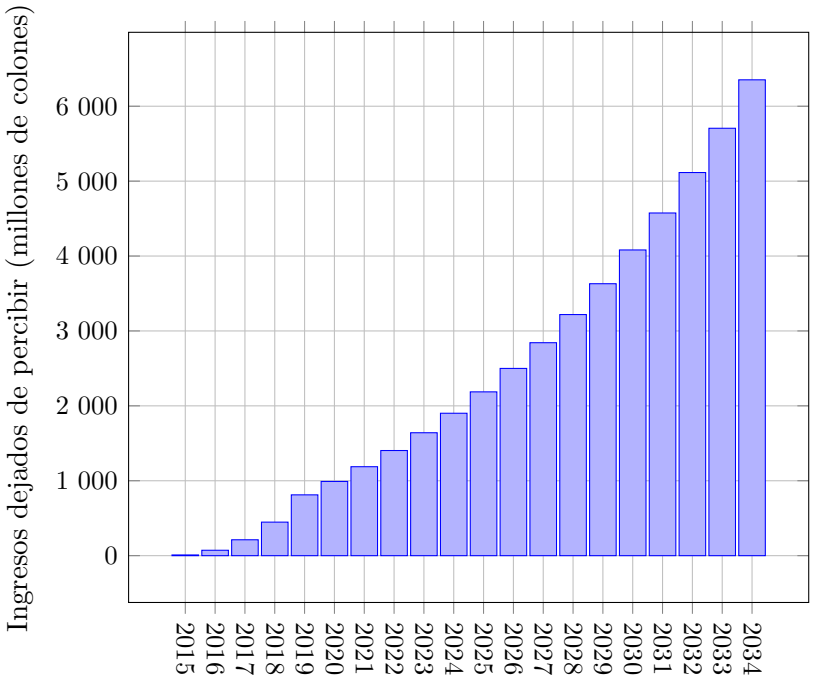


Figura 6.9.: Ingresos dejados de percibir por la CNFL, por la instalación de sistemas fotovoltaicos con clientes con tarifa residencial, para el caso de un crecimiento logarítmico, periodo de instalación de cinco años y aumento de la electricidad de 10 % anual, con un modelo de instalación aleatorio.

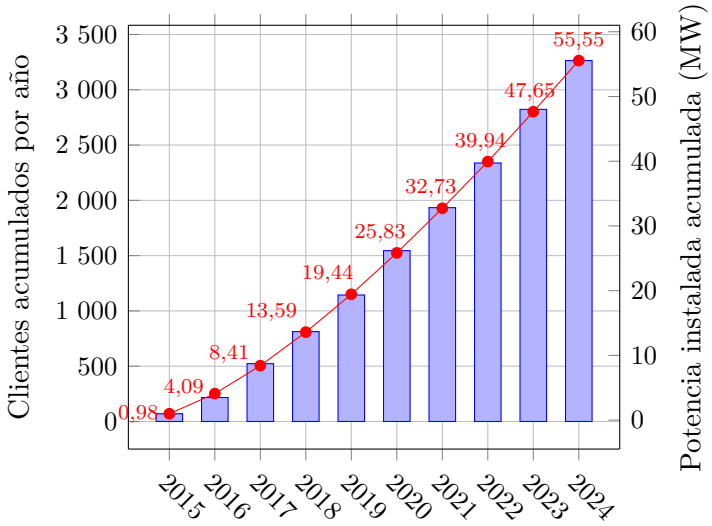


Figura 6.10.: Clientes que instalan sistemas fotovoltaicos por año, para el caso de tarifa general, con diez años de periodo de instalación. El orden se decidió mediante una prueba probabilística. Las barras representan los clientes y la línea la potencia.

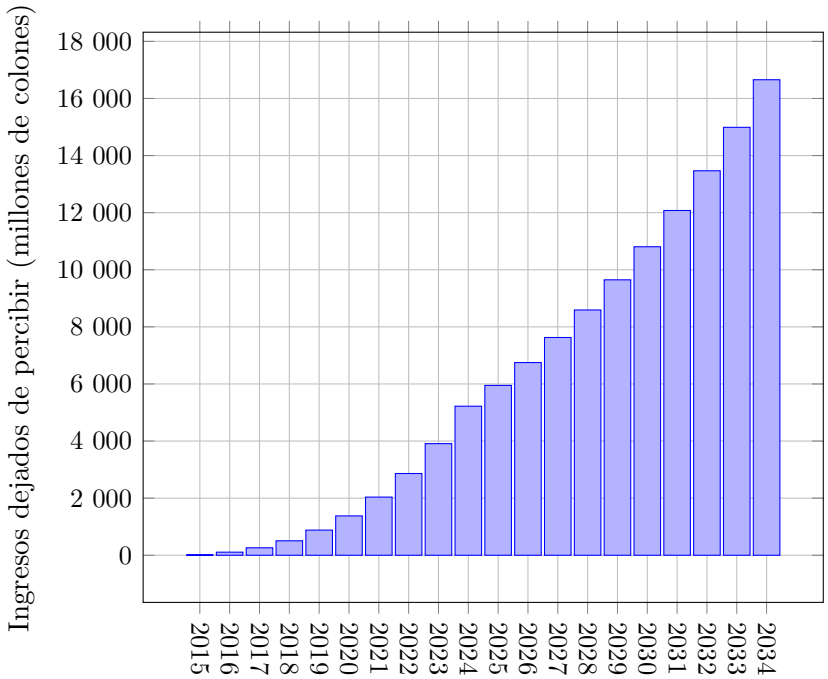


Figura 6.11.: Ingresos dejados de percibir por la CNFL, por la instalación de sistemas fotovoltaicos con clientes con tarifa general, para el caso de un crecimiento logarítmico, periodo de instalación de diez años y aumento de la electricidad de 10 % anual, con un modelo de instalación aleatorio.

al menor aumento de las tarifas.

6.2.4. Resultados para el caso de tarifa Promocional

Para el caso de la tarifa promocional, el comportamiento de la instalación de sistemas fotovoltaicos correspondería al que se presenta en la Figura 6.13. El comportamiento en este caso es distinto y esto se debe a que la capacidad esperada promedio para este tipo de clientes sería de 1,0 MW con muy pocos clientes. Asimismo, la capacidad promedio que podrían instalar los clientes con tarifa promocional ronda los 87 kW, por lo que estos dos componentes hacen que el modelo de instalación asigne crecimientos pequeños (o nulos) para no sobrepasar los valores que corresponderían a cada año.

Al analizar los ingresos dejados de percibir, tal y como se muestra en la Figura 6.14, se puede observar que, al contrario del caso de la tarifa General, en el caso de la Promocional, en el primer año la compañía obtendría ingresos por la instalación de sistemas fotovoltaicos. Pero conforme pasan los años y aumenta el costo de la

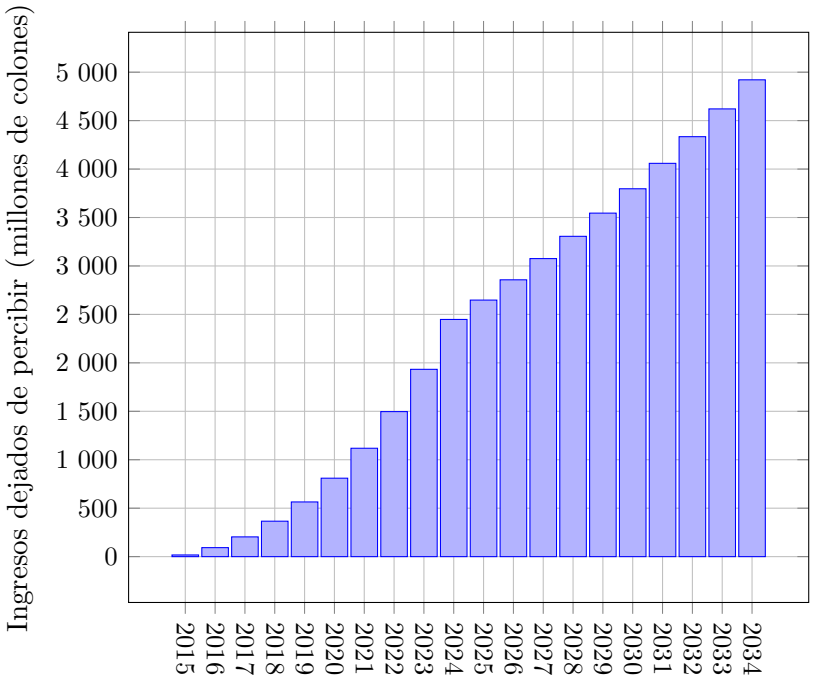


Figura 6.12.: Ingresos dejados de percibir por la CNFL, por la instalación de sistemas fotovoltaicos con clientes con tarifa general, para el caso de un crecimiento logarítmico, periodo de instalación de diez años y aumento de la electricidad de 5 % anual, con un modelo de instalación aleatorio.

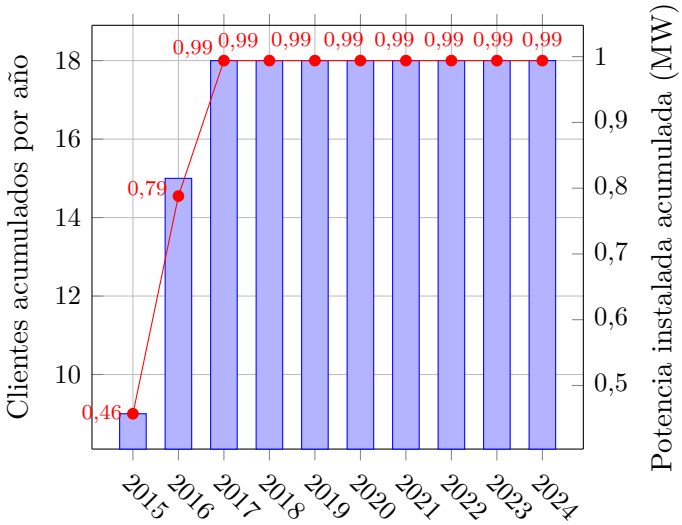


Figura 6.13.: Clientes que instalan sistemas fotovoltaicos por año, para el caso de tarifa promocional, con diez años de periodo de instalación. El orden se decidió mediante una prueba probabilística. Las barras representan los clientes y la línea la potencia.

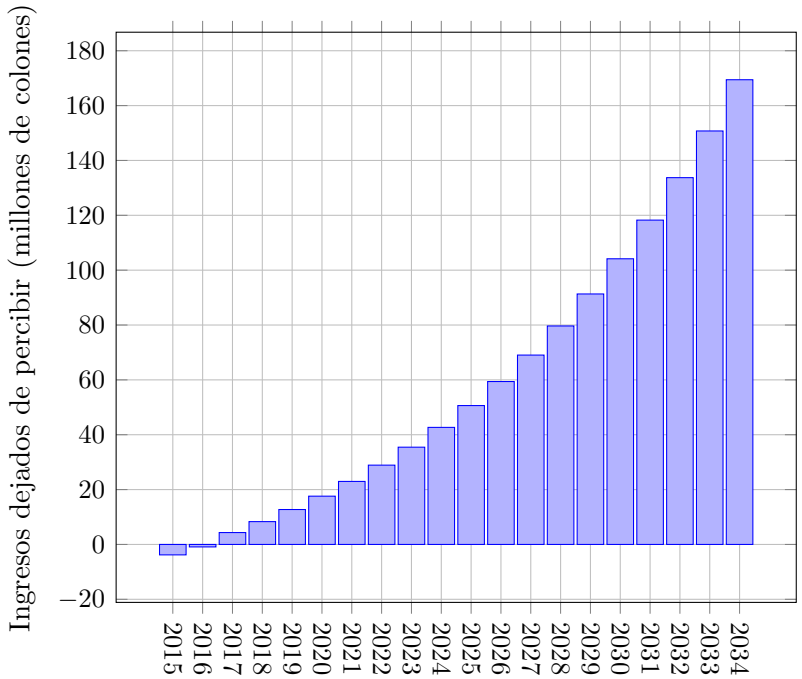


Figura 6.14.: Ingresos dejados de percibir por la CNFL, por la instalación de sistemas fotovoltaicos con clientes con tarifa promocional, para el caso de un crecimiento logarítmico, periodo de instalación de diez años y aumento de la electricidad de 10 % anual, con un modelo de instalación aleatorio.

electricidad, la compañía comienza a percibir un impacto negativo.

Por otro lado, si el precio de la electricidad creciera en un 5 % anual, tal como se muestra en la Figura 6.15, se puede observar que no habría años en los que la compañía tendría ingresos por la instalación de sistemas fotovoltaicos, pero, de acuerdo con el estudio, los ingresos dejados de percibir serían menores.

6.2.5. Resultados para el caso de tarifa TMT

En el caso de la tarifa TMT, la cantidad de clientes es significativamente menor que en tarifa Residencial y General. Si se realiza la asignación de año mediante el procedimiento aleatorio, la cantidad de clientes y la potencia instalada que se esperaría estarían dados como se muestra en la Figura 6.16. Luego de diez años, la cantidad de clientes que se alcanzarían serían de 40 clientes con una capacidad instalada de 12,16 MW. Debido a la aleatoriedad de la selección de los clientes, no se siguieron incorporando más abonados debido a que se superaría el valor máximo designado en el Cuadro 6.2 y por ello no se llegó a los 13 MW esperados.

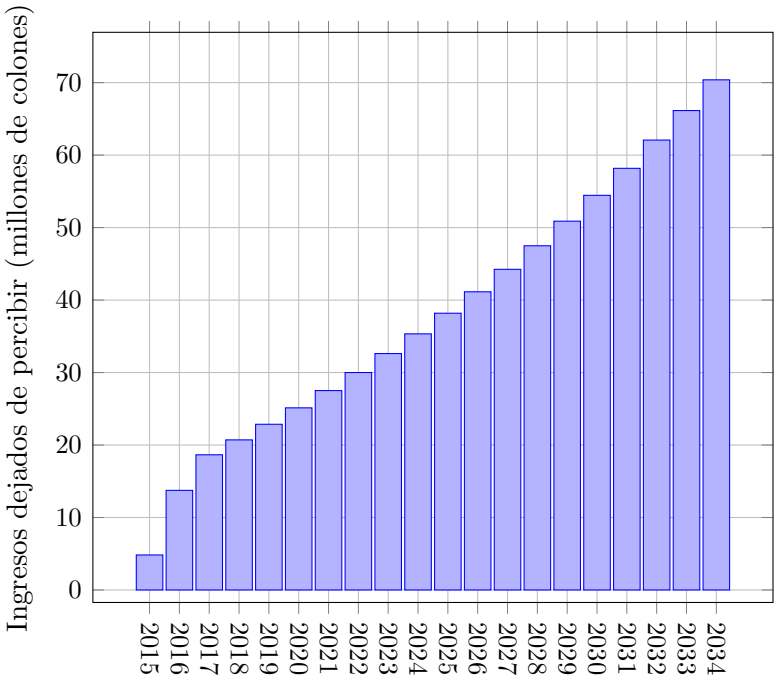


Figura 6.15.: Ingresos dejados de percibir por la CNFL, por la instalación de sistemas fotovoltaicos con clientes con tarifa promocional, para el caso de un crecimiento logarítmico, periodo de instalación de diez años y aumento de la electricidad de 5 % anual, con un modelo de instalación aleatorio.

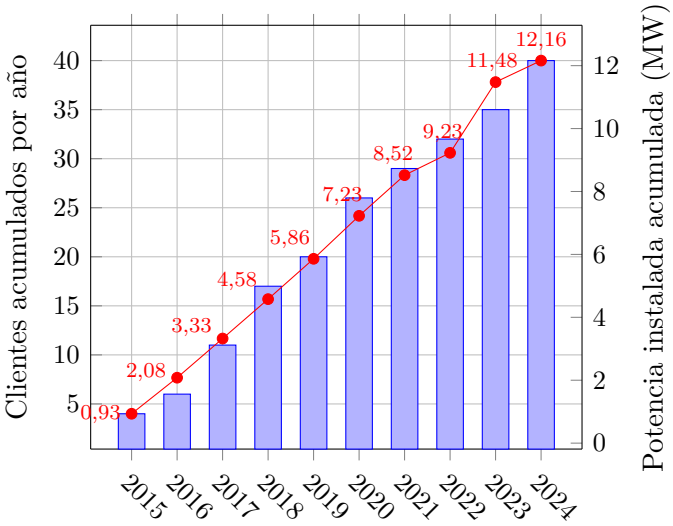


Figura 6.16.: Clientes que instalan sistemas fotovoltaicos por año, para el caso de tarifa TMT, con diez años de periodo de instalación. El orden se decidió mediante una prueba probabilística. Las barras representan los clientes y la línea la potencia.

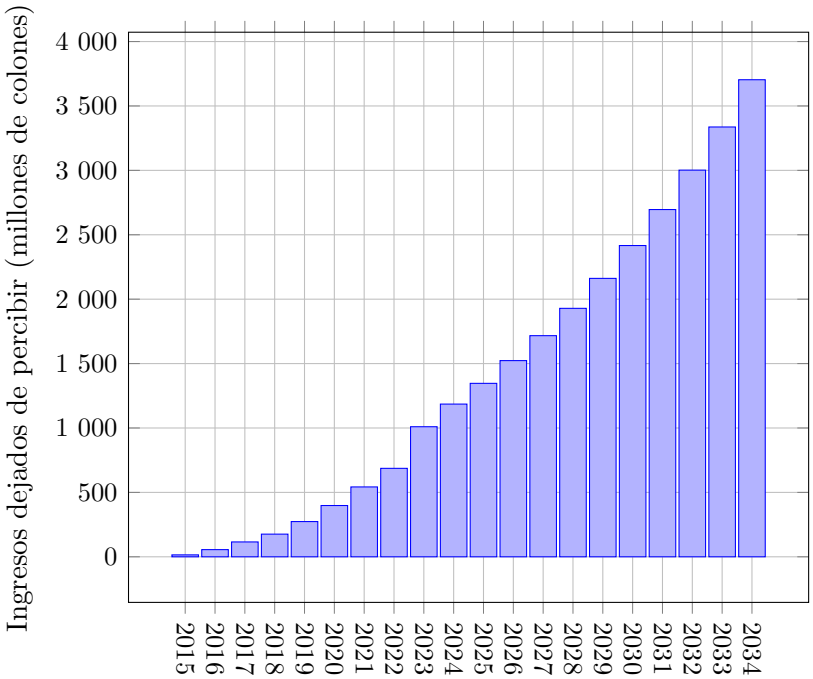


Figura 6.17.: Ingresos dejados de percibir por la CNFL, por la instalación de sistemas fotovoltaicos con clientes con tarifa TMT, para el caso de un crecimiento logarítmico, periodo de instalación de diez años y aumento de la electricidad de 10 % anual, con un modelo de instalación aleatorio.

El primer caso que se analiza en la Figura 6.17 corresponde a un escenario de diez años de instalación con un aumento en el precio de la electricidad de 10 %. En este caso, los ingresos dejados de percibir corresponden a más de 3500 millones de colones en el año 2034. Para ese año, el dinero no percibido es casi la mitad que lo estimado para clientes residenciales, con la diferencia que para alcanzar esos valores, se requieren cerca de seis mil clientes residenciales con instalación fotovoltaica, al contrario del caso de tarifa TMT que se requieren sólo 60 clientes.

Al analizar el caso en el que el incremento en los precios corresponde al 5 %, los resultados son como los que se muestran en la Figura 6.18. Como es de esperarse, el dinero dejado de percibir se reduce con el tiempo por este aumento menor.

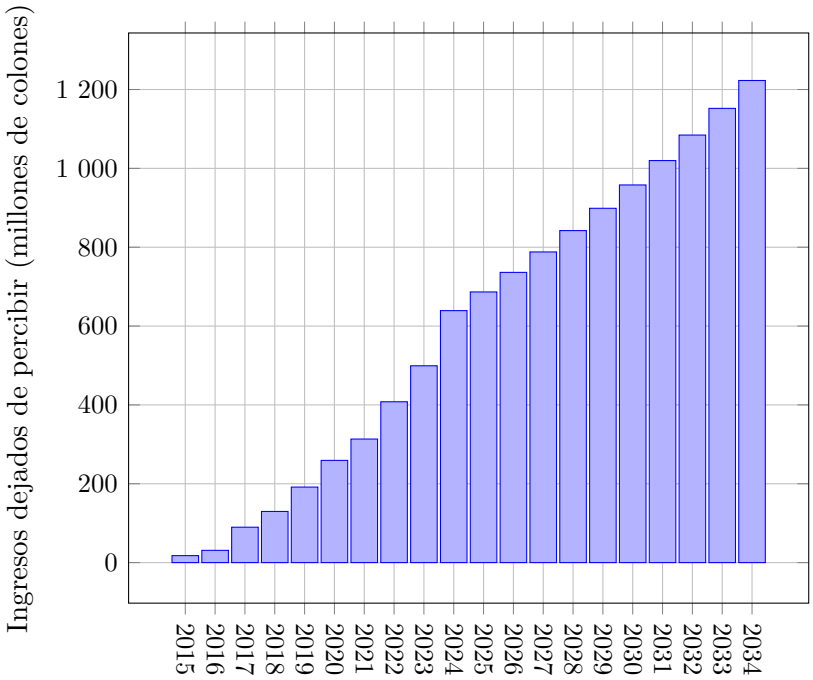


Figura 6.18.: Ingresos dejados de percibir por la CNFL, por la instalación de sistemas fotovoltaicos con clientes con tarifa TMT, para el caso de un crecimiento logarítmico, periodo de instalación de diez años y aumento de la electricidad de 5 % anual, con un modelo de instalación aleatorio.

7. Impacto técnico de la generación distribuida

7.1. Beneficio por reducción de pérdidas

Todo servicio de electricidad tiene pérdidas asociadas debido a la disipación de potencia eléctrica desde la subestación hasta el punto de conexión del cliente. La generación distribuida, al estar localizada en el propio sitio de consumo, reduce las pérdidas eléctricas en la red, que corresponde a la potencia (y energía) disipada en transformadores y líneas de media y baja tensión.

Las pérdidas eléctricas dependen de las características eléctricas de los conductores y transformadores, las distancias recorridas por los flujos de potencia y la magnitud de estos flujos en la red. Un cliente que instala un sistema de generación distribuida disminuirá pérdidas en la red porque:

- disminuirá la demanda de potencia y energía suministrada por la red. Esto conlleva a una reducción en el flujo de potencia desde la subestación hasta su punto de conexión,
- en caso de inyecciones a la red, la potencia generada y utilizada por otros abonados recorrerá menores distancias comparado al caso en que la potencia provenga desde la subestación, lo que reduce también las pérdidas asociadas al servicio de otros vecinos.

En esta sección se presenta una simulación de una red de distribución de baja tensión en sector residencial donde se cuantifica la reducción de pérdidas gracias a la instalación de un sistema fotovoltaico. A partir de esta simulación, se realizarán las estimaciones de pérdidas evitadas en las redes de CNFL.

El sistema simulado se muestra en la Figura 7.1. Este sistema se simuló en el software de simulación de redes de distribución *OpenDSS* de EPRI. Los conductores y configuraciones de líneas simulados son comúnmente utilizados por la CNFL en sus circuitos de distribución. El modelo matemático de cada elemento en OpenDSS permite obtener resultados similares a la realidad.

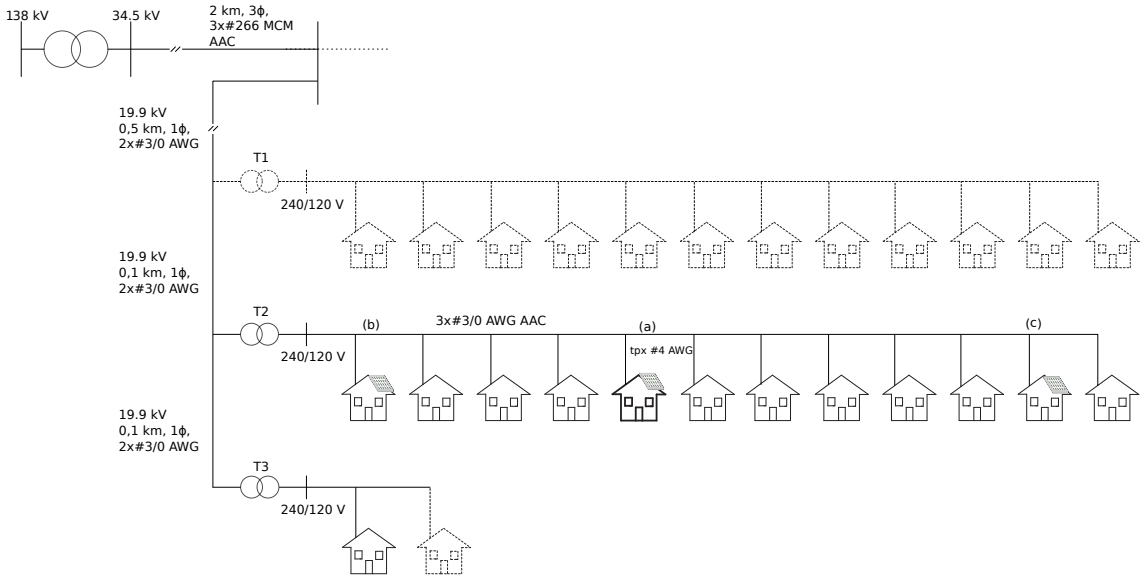


Figura 7.1.: Sistema simulado en OpenDSS para estimación de pérdidas evitadas

El estudio considera 24 simulaciones (1 simulación por hora) para considerar la variación de las cargas y la generación del sistema fotovoltaico a lo largo del día. El perfil de generación del sistema fotovoltaico representa la curva típica de generación de un sistema fotovoltaico en San José, según la capacidad del mismo.

Cada casa de habitación se modeló con un perfil de carga diferente pero con cierto grado de correlación entre ellos, según los periodos de punta, valle o nocturno. La Figura 7.2 muestra el perfil de demanda agregado de todas las casas y el perfil de carga del transformador T2 que suple a dichas casas. La diferencia entre curvas son las pérdidas eléctricas en las líneas de baja tensión y el propio transformador. Nótese que las pérdidas se incrementan conforme aumenta la demanda de las casas.

Para cuantificar la reducción de pérdidas por generación distribuida, se realizaron simulaciones sin ningún sistema fotovoltaico y se registraron las pérdidas totales en la red [1]. Al incluir el sistema fotovoltaico, se cuantificaron nuevamente las pérdidas en la red y se calculó la diferencia con respecto a las simulaciones iniciales.

En el primer caso de estudio, el sistema fotovoltaico se instala en la quinta casa de la red secundaria, como se muestra en la Figura 7.1. La reducción de pérdidas se evalúa para diferentes capacidades del sistema fotovoltaico y para diferentes niveles de consumo, representado por la presencia de menos casas conectadas. El objetivo es

[1] OpenDSS permite cuantificar las pérdidas totales en la red, incluyendo media y baja tensión, mediante la función *DSSCircuit.Losses*

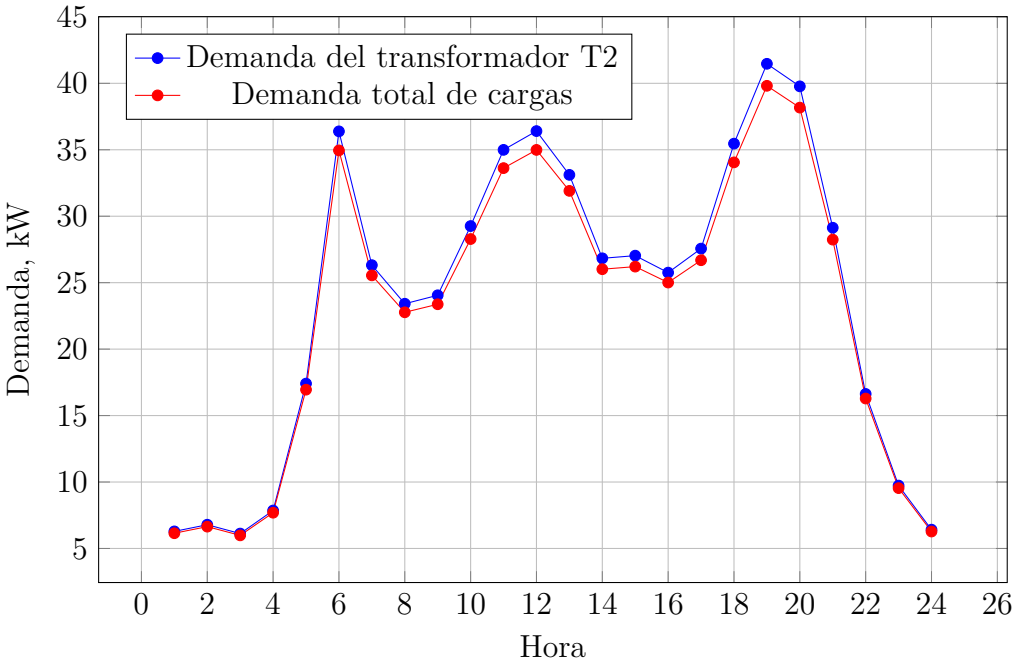


Figura 7.2.: Perfil agregado de cargas

demostrar que la reducción de pérdidas también depende de la potencia demandada en el sitio o sus alrededores.

La Figura 7.3 muestra la reducción de energía perdida por mes en la red de distribución simulada producto de la generación del sistema fotovoltaico. La mayoría de las pérdidas ocurren en la red de baja tensión. Nótese que a mayor número de casas, mayores son las pérdidas evitadas para una misma capacidad del sistema fotovoltaico en la localización (a). Esto quiere decir que un sistema fotovoltaico instalado en un barrio con muchas casas (alta demanda) permite la reducción de más pérdidas comparado al caso de un sistema fotovoltaico en un barrio con pocas casas (poca demanda). Asimismo, conforme aumenta la capacidad del sistema fotovoltaico, se reducen las pérdidas porque el exceso de generación en la localización (a) es consumido por el resto de las casas que están localizadas muy cerca del punto de generación. De acuerdo a la figura, en promedio, por cada kW instalado a nivel residencial, las pérdidas en la red disminuyen 7,5 kWh/mes, que equivale a 6,5 % de la energía mensual promedio producida por el sistema fotovoltaico en el Valle Central.

Si el sistema fotovoltaico se localiza en el punto (b), las pérdidas evitadas serán menores al caso anterior. Esto se debe a que cualquier excedente en el punto (b) debe recorrer la misma distancia y transitar por los mismos conductores de baja

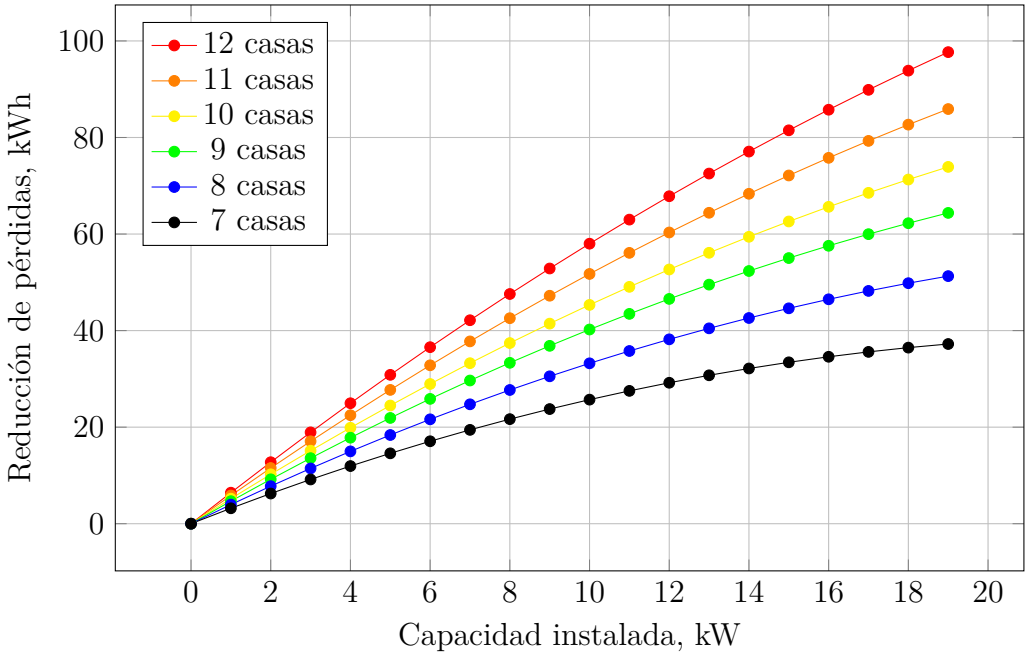


Figura 7.3.: Estimación de reducción de pérdidas mensuales. Sistema situado en (a)

tensión para llegar a cualquier otra casa, similar al caso que la potencia viniese desde la subestación. En pocas palabras, las pérdidas evitadas en este caso corresponden primordialmente a la disminución de potencia y energía demandada por la casa en el punto (b), y a una menor circulación de corriente en la red de media tensión producto de los excedentes de energía.

Si el sistema fotovoltaico se instala cerca del transformador (fuente), la reducción mensual de pérdidas en la red es de 2 kWh/mes por kW instalado. Esto equivale a 2 % de la energía mensual promedio producida por el sistema fotovoltaico en el Valle Central.

Si el sistema fotovoltaico se instala al final del circuito de baja tensión, específicamente en la localización (c), la reducción de pérdidas mensuales por cada kW instalado es de 8 a 9 kWh, esto equivale al 7 u 8 % de la energía mensual promedio producida por un sistema fotovoltaico en el Valle Central. Esto ocurre porque cualquier exceso de generación recorrerá menos distancia en el circuito de baja tensión, contrario al caso en que toda la potencia recorre desde el transformador T2 hasta las casas ubicadas al final del circuito de baja tensión.

El análisis también se extendió tomando en cuenta variaciones de las condiciones de carga en barrios vecinos, servidos por T1 y T3. Se encontró que cambios en la demanda de casas servidas por otros transformadores tiene un impacto mínimo en la

reducción de pérdidas producto de la instalación del sistema fotovoltaico en (a), (b) o (c). Asimismo, la ubicación de la red de baja tensión con respecto a la subestación principal tiene poco impacto en la reducción de pérdidas porque la mayoría de las pérdidas se presentan en la red de baja tensión. Sin embargo, la localización del generador distribuido en el circuito de baja tensión sí tiene un impacto grande en la reducción de pérdidas.

En resumen, y tomando en cuenta los casos analizados, se estima que la reducción de pérdidas producto de la generación tipo fotovoltaica conectada en la red de baja tensión permite reducir las pérdidas de energía en aproximadamente un 6 % de la energía mensual promedio producida por un sistema fotovoltaico en el Valle Central. Por su parte, la reducción de pérdidas de potencia se estima ligeramente superior a la reducción de pérdida de energía. Para efectos de esta investigación se estima que la reducción de pérdidas de potencia por cada kW instalado es 8 % la potencia generada entre las 12 y 14 horas del día.

Si los sistemas fotovoltaicos son instalados por clientes servidos a media tensión, la reducción de pérdidas de energía y potencia será menor porque la pérdidas a nivel de media tensión son menores que a nivel de baja tensión. Se estima que la reducción de pérdidas de energía será un 4 % de la energía mensual promedio producida por un sistema fotovoltaico en el Valle Central. En el caso de reducción de pérdidas de potencia, se estima en un 5 % de la potencia generada entre las 12 y 14 horas del día.

Para entender las implicaciones de los resultados obtenidos, un sistema fotovoltaico instalado en la red de baja tensión y que produce en promedio 115 kWh/mes, al considerar su contribución en la reducción de pérdidas, le evitará a la CNFL la compra de ($115 * 1{,}06$=) 122 kWh/mes al ICE. De manera similar, si la potencia generada promedio a las 13 horas es de 0,5 kW, la CNFL no le comprará al ICE ($0{,}5 * 1{,}08$=) 0,54 kW a esa hora.

El beneficio de la reducción de pérdidas se manifiesta en una pequeña reducción de compras de potencia y energía al ICE, particularmente en los periodos de valle y punta (correspondiente al medio día). Es importante aclarar que esa reducción de compras nunca es reconocida al abonado con generación distribuida sino que siempre será un beneficio económico para la compañía de distribución exclusivamente. En la evaluación del impacto financiero de la generación distribuida para autoconsumo en CNFL se incluye el beneficio por reducción de pérdidas de energía y potencia.

En la siguiente sección se extiende el estudio a un circuito grande de CNFL para evaluar el impacto de sistemas fotovoltaicos en la red.

7.2. Circuito de estudio

El circuito seleccionado por la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) es el circuito *2203 Belen - San Juan*, que es alimentado por la subestación AT/MT *Belén*. Este circuito está compuesto por cuatro segmentos: San Juan, Santa Barbára, San Lorenzo y Cipresal. Los segmentos San Juan, Santa Bárbara y San Lorenzo son segmentos energizados a 34,5 kV mientras que el segmento Cipresal tiene una tensión nominal de 13,8 kV, alimentado por la subestación MT/MT *Barva*.

Para cada segmento del circuito, la CNFL entregó archivos tipo *shape* de la ubicación y capacidad nominal de todos sus líneas de media y baja tensión, transformadores MT/BT y sus cargas, extraídos del Sistema de Información Geográfica de la Red de Distribución (SIGEL) de la CNFL.

7.3. Simulaciones

7.3.1. Caso base

El caso base corresponde a la simulación del circuito *2203 Belén - San Juan* sin sistemas de generación fotovoltaica. Este circuito tiene gran cantidad de clientes residenciales y pocos clientes comerciales e industriales. El caso de estudio base simula la operación del circuito de distribución el día 4 de abril del 2014.

Para esta simulación se utilizaron registros de mediciones reales de potencia activa y reactiva del alimentador en ese día. Las mediciones se registraron cada 15 minutos para un total de 96 registros. La simulación realizada en OpenDSS consiste entonces de 96 corridas de flujo de potencia, uno para cada registro de mediciones entregadas por CNFL.

El 4 de abril fue un día típico entre semana del año 2014. De acuerdo a los registros de potencia activa y reactiva aportados por CNFL, la demanda máxima registrada en el circuito es 25000 kW. Sin embargo, en la mayoría de los días la demanda máxima no supera los 18000 kW, la cual ocurre entre las 18:00 y las 20:00 horas. Este es el caso del día 4 de abril, donde la demanda máxima ocurrió a las 18:30 horas y se registró un pico de demanda de 17000 kW aproximadamente.

Curva de carga en caso base

Las Figuras 7.4 y 7.5 presentan la comparación de la medición real y la simulación en OpenDSS de los flujos de potencia activa y reactiva del alimentador. En ambos casos la simulación en OpenDSS se asemeja a la medición real. La potencia reactiva

es más dificil de aproximar porque depende del factor de potencia asignado a cada carga. De hecho, el factor de potencia de todas las cargas se ajustó para cada una de las 96 simulaciones, de modo que la simulación fuera lo más parecida a la medición de reactivo. El factor de potencia más bajo utilizado fue de 0,931 en atraso y el factor de potencia más alto fue de 0,993 en atraso.

En la curva de demanda del alimentador sobresalen 3 picos de demanda. Dado que los sistemas fotovoltaicos no generan antes de las 6:00 ni después de las 18:00 horas, el único pico que puede verse afectado es el pico de medio día.

En términos de validación, se considera que los resultados de las Figuras 7.4 y 7.5 validan el modelo del circuito en OpenDSS y la asignación de carga a cada uno de los clientes del circuito.

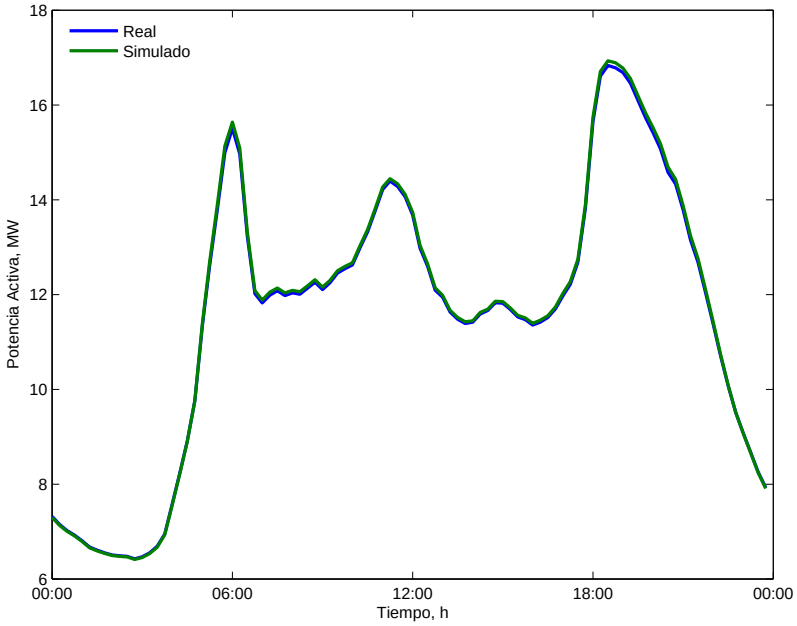


Figura 7.4.: Comparación medición real vs simulación. Caso base

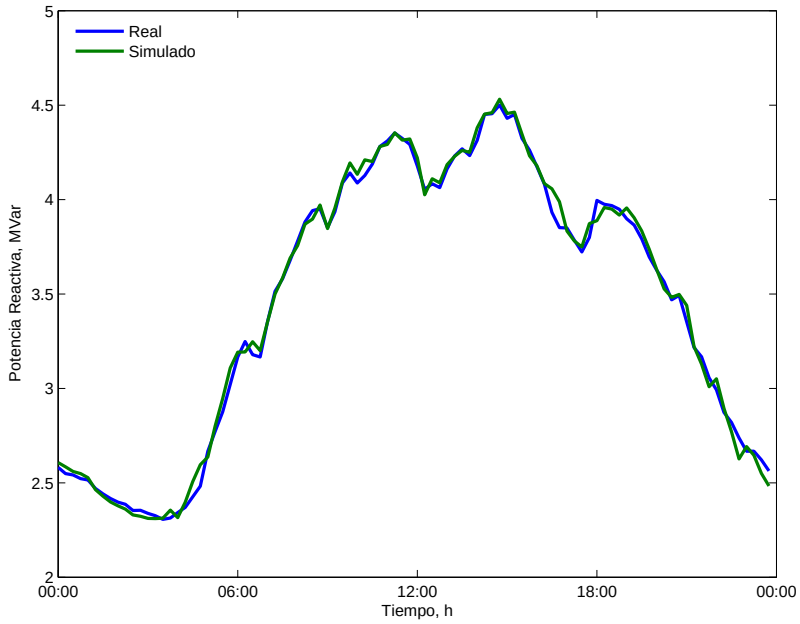


Figura 7.5.: Comparación medición real vs simulación. Caso base

Desbalance en caso base

Las Figuras 7.6 y 7.7 muestran la demanda de potencia activa y reactiva por fase, respectivamente. Nótese que la fase A está más cargada que las otras dos fases. De hecho, este desbalance se evidencia en mediciones reales facilitadas por CNFL para corroborar y validar el modelo del circuito. Este desbalance de carga se ve reflejado en las tensiones trifásicas. El desbalance de tensión se expresa en términos porcentuales, y es calculado mediante:[2]

$$D = \frac{V_2}{V_1} 100 \tag{7.1}$$

donde:

V_2 Tensión de secuencia negativa
V_1 Tensión de secuencia positiva

Valores altos de D implican altos desbalances en el circuito de distribución. La norma AR-NT-SUCAL[3] de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos establece

[2] *Std 1159. IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality* 1995.
[3] *Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión* 2015.

que el desbalance de tensión[4] no debe ser mayor al 3 %.

La Figura 7.8 presenta el nivel de desbalance de tensión de las barras trifásicas a media tensión únicamente. Para efectos de simulación, las cargas trifásicas conectadas en baja tensión se modelaron 100 % balanceadas, por lo que el desbalance en barras trifásicas a baja tensión es despreciable.

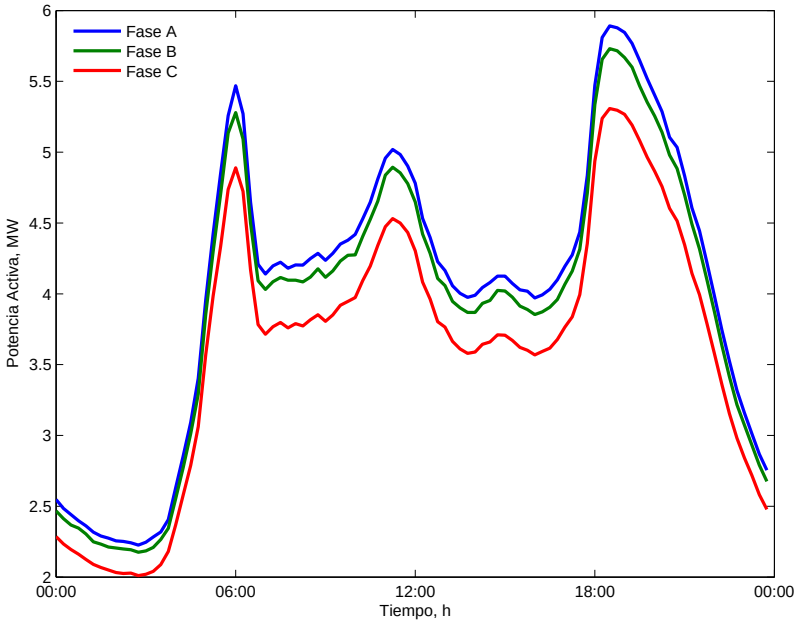


Figura 7.6.: Flujos de potencia activa por fase. Caso base

[4]la fórmula de desbalance definida en AR-NT-SUCAL es una aproximación del desbalance real calculado por la ecuación (7.1).

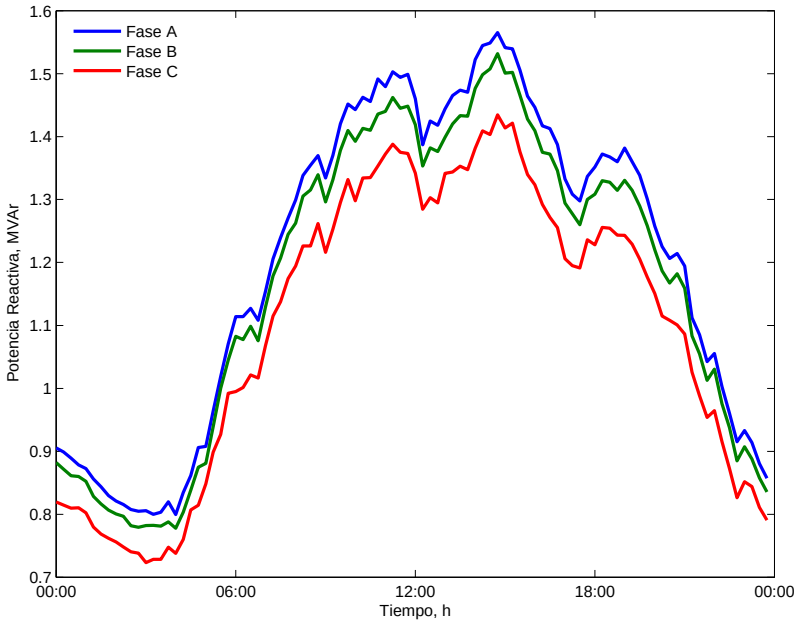


Figura 7.7.: Flujos de potencia reactiva por fase. Caso base

En la Figura 7.8 se muestra el desbalance para 3 instantes de tiempo en específico. Estos 3 instantes de tiempo servirán para evaluar el impacto de los sistemas fotovoltaicos a la red en momentos de alta generación fotovoltaica y poca demanda (09:30 y 13:30) y un caso de alta generación fotovoltaica y alta demanda (11:30). Cualquier otro instante de tiempo tiene poco interés en el presente estudio.

Para los instantes de interés se encontró que el desbalance de tensión máximo no supera 1,2 %, y esto ocurre en periodo de alta demanda (11:30 h).

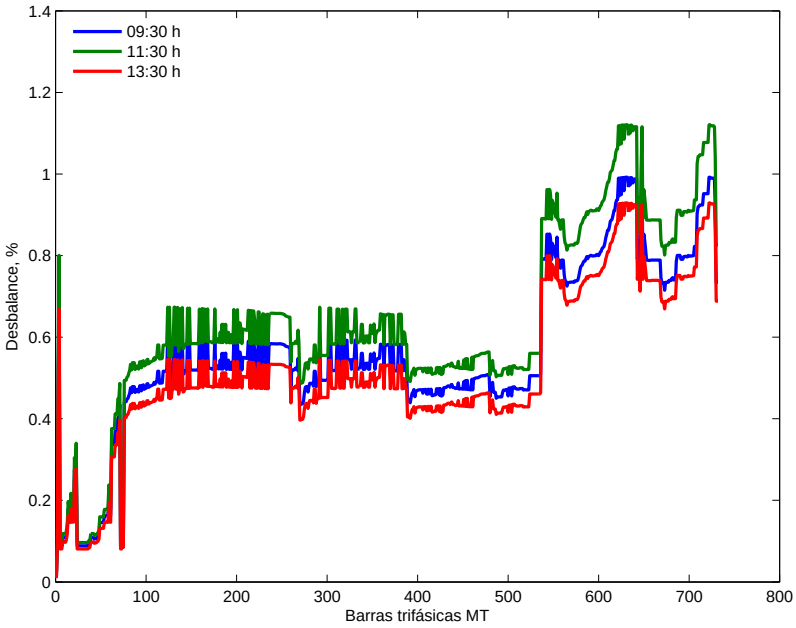


Figura 7.8.: Desbalance de tensión en barras trifásicas MT. Caso base

Pérdidas activas y reactivas en caso base

Las pérdidas activas y reactivas totales del circuito se muestran en las Figuras 7.9 y 7.10. Las pérdidas activas llegan a ser hasta 7 % de la potencia total registrada en el circuito. Estas pérdidas incluyen las pérdidas con carga de todos los elementos de la red, así como las pérdidas en vacío de los transformadores de distribución. Por su parte, las pérdidas reactivas llegan a ser cerca del 50 %. Esto se debe a que la mayoría de las cargas tienen un factor de potencia muy alto, y el consumo de reactivo se da mayormente por las pérdidas reactivas en las líneas y transformadores de la red.

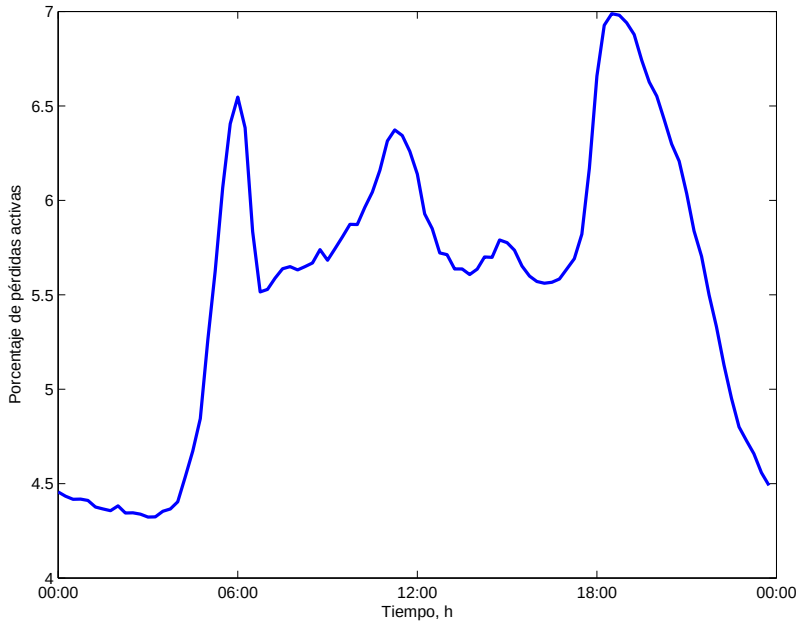


Figura 7.9.: Porcentaje de pérdidas activas del circuito. Caso base

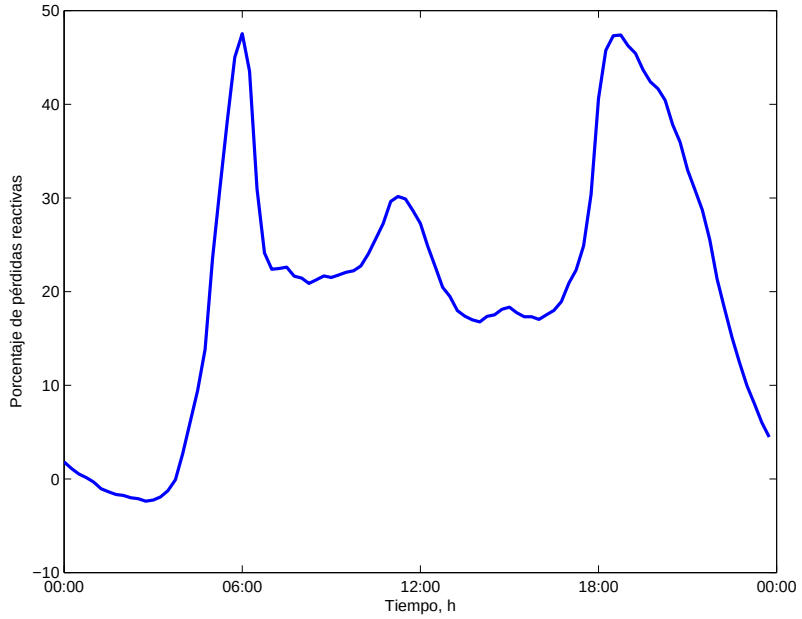


Figura 7.10.: Porcentaje de pérdidas reactivas del circuito. Caso base

Sobrecargas en caso base

Para los tres instantes de interés se revisaron la cantidad de elementos sobrecargados. Para cada una de las 96 simulaciones se creó un reporte de los elementos que operan a corriente o potencia superior de su respectiva capacidad nominal. El reporte indica 22 transformadores MT/BT con una leve sobrecarga a las 11:30 horas. Sin embargo, ninguno de los elementos reportados supera el límite de emergencia (125 % de la capacidad nominal del transformador). Para los instantes de las 9:30 y 13:30 horas se identificó un único transformador sobrecargado.

Tensiones en caso base

Durante la validación del modelo se cambió la relación de vueltas de más de 300 transformadores MT/BT pues la tensión en muchos puntos de la red secundaria estaba por debajo de los rangos permisibles.

Las Figuras 7.11-7.13 muestra las tensiones en la red secundaria (monofásica trifilar) para 3 instantes de interés. En este reporte sólo se presenta el vivo 1 del trifilar porque el vivo 2 tiene una magnitud igual pero desfasada 180 grados[5].

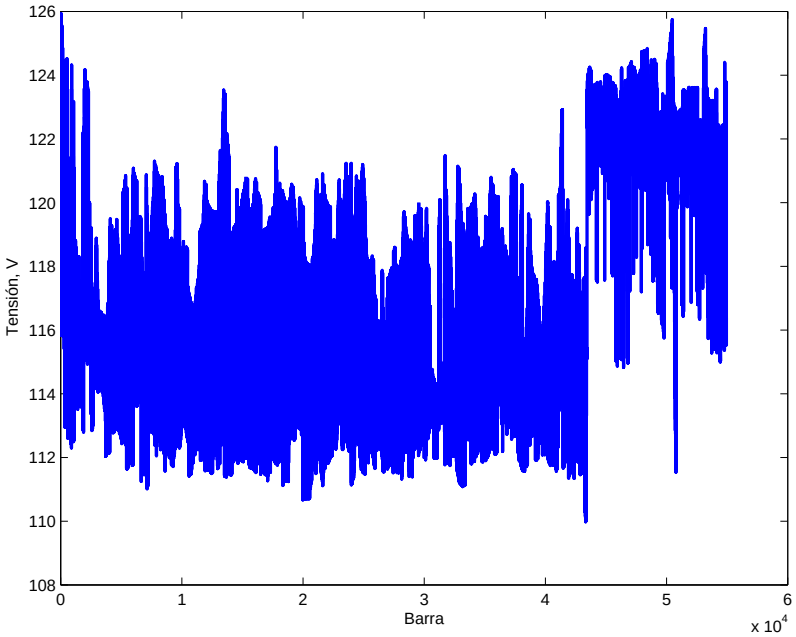


Figura 7.11.: Tensión de red secundaria (vivo 1) a las 09:30 horas. Caso base

[5]esto se debe al hecho que las cargas monofásicas en red secundaria trifilar se modelaron como cargas balanceadas

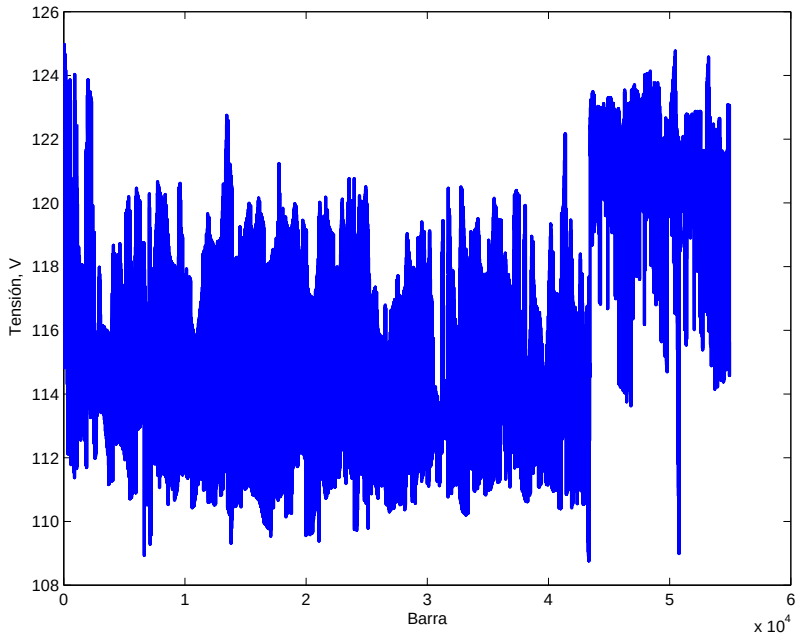


Figura 7.12.: Tensión de red secundaria (vivo 1) a las 11:30 horas. Caso base

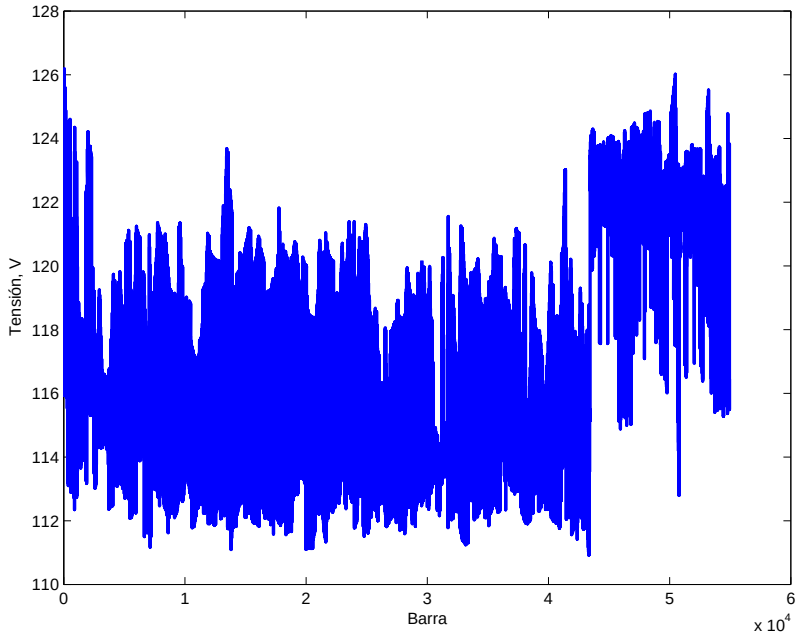


Figura 7.13.: Tensión de red secundaria (vivo 1) a las 13:30 horas. Caso base

De acuerdo a la norma AR-NT-SUCAL, en condiciones normales de explotación, para cada período de una semana (7 días consecutivos), el 95 % de los valores eficaces

de la tensión de servicio, promediados en diez minutos, deben situarse en el intervalo normal de 114 V - 126 V (228 V-252 V). Sin embargo, la norma también establece un rango tolerable de 110 (220 V) - 127 V (254 V). Cuando la empresa distribuidora detecte condición de tensión tolerable, ésta deberá realizar modificaciones en la red para cumplir con el rango de operación normal en um plazo determinado. Para efectos de este reporte, los límites de tensión tolerables se tomarán como los límites de tensión máximos permisibles en la red secundaria monofásica trifilar.

De la simulación del caso base se identificaron algunos puntos de la red secundaria con problemas de baja tensión, especialmente en horas de alta demanda como las 11:30 horas, donde se encontraron 166 barras con tensiones menores a 110 V (220 V entre líneas vivas). Por su parte, a las 9:30 horas sólo se reportan 2 nodos con tensiones inferiores a 110 V (220 V) y ningún caso reportado a las 13:30 horas.

Los problemas de tensiones bajas se encontraron en las colas de los circuitos secundarios con muchos clientes interconectados. Por el contrario, en ninguno de los instantes de interés se encontraron tensiones en red secundaria por arriba de los 127 V (254 V).

7.3.2. Inclusión masiva de sistemas fotovoltaicos según probabilidad de instalación

Localización de sistemas fotovoltaicos

La ubicación de los sistemas fotovoltaicos se estableció basado en la probabilidad de instalación, la cual depende del tipo de cliente (residencial, comercial o industrial) y de su consumo mensual promedio. En este estudio, los clientes con mayor probabilidad de instalar eran clientes residenciales con consumos altos. A estos clientes se les asignó sistemas fotovoltaicos con capacidad de 20 kW[6], y así se siguió de manera descendente hasta capacidades instaladas de 5,25 kW para clientes con consumo de 700 kWh/mes aproximadamente. No se incluyeron sistemas fotovoltaicos para clientes con consumos menores porque su probabilidad de instalación es baja.

El número de clientes con sistemas fotovoltaicos es tal que la capacidad instalada sea igual a 500 kW, 1000 kW, 2000 kW, 4000 kW y 8000 kW. Para el caso de una capacidad de 1000 kW, se consideraron las primeras instalaciones fotovoltaicas (en el caso de 500 kW) y se añadieron otros 500 kW. El mismo procedimiento se siguió para los niveles de penetración de 2000, 4000 y 8000 kW. En todos los escenarios se supone que los generadores distribuidos operan a factor de potencia unitario. Además, la curva de irradiancia utilizada corresponde a un caso de un día completamente

[6]basado en la capacidad óptima que maximiza la rentabilidad del sistema fotovoltaico.

soleado. El objetivo es ver el impacto de los generadores distribuidos en condiciones de alta generación. El estudio de impacto considerando el movimiento de las nubes se desarrolla en la Sección 7.3.3.

La Figura 7.14 muestra la localización de los sistemas fotovoltaicos, según la probabilidad de instalación por parte de los clientes, para diferentes escenarios de penetración fotovoltaica (capacidad instalada). La ubicación de los paneles fotovoltaicos en cada escenario mantiene la ubicación de los equipos en escenarios de menor penetración.

Efecto en curva de carga

La Figura 7.15 presenta la variación de la curva de demanda del alimentador según el escenario de penetración de sistemas fotovoltaicos. Como es de esperar, la generación fotovoltaica tiene impacto nulo antes de las 6:00 y después de las 18:00 horas. De hecho, la generación fotovoltaica no reduce el pico de demanda máximo, aunque sí es capaz de reducir en gran medida el pico de demanda de medio día.

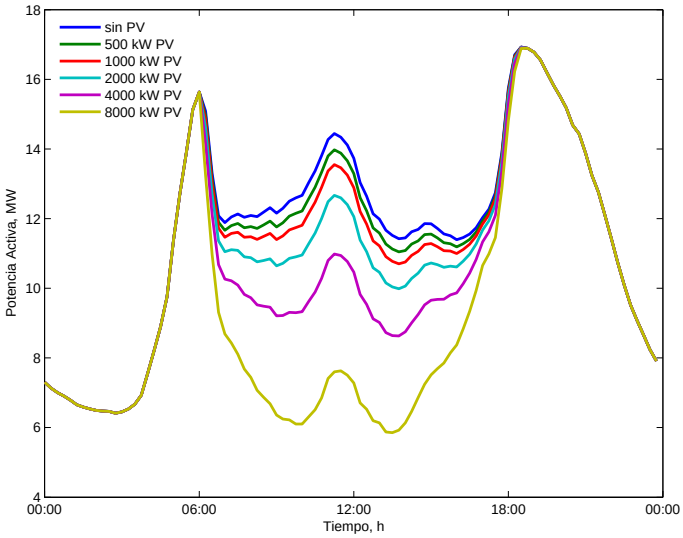
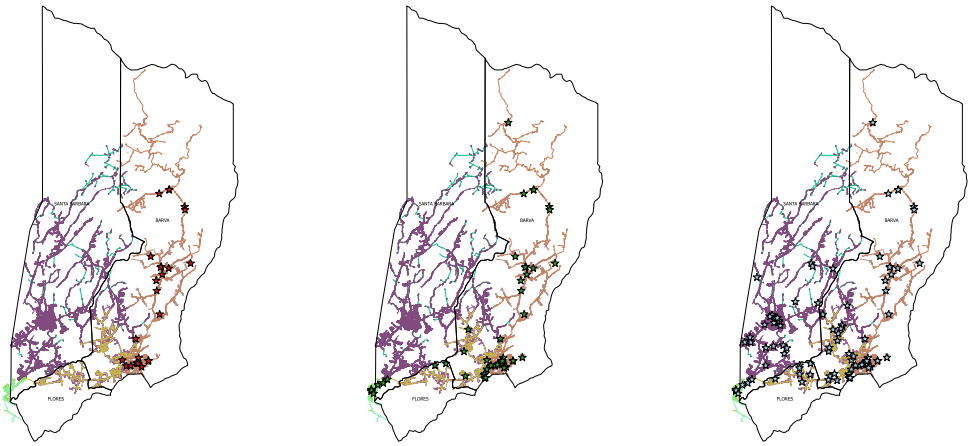
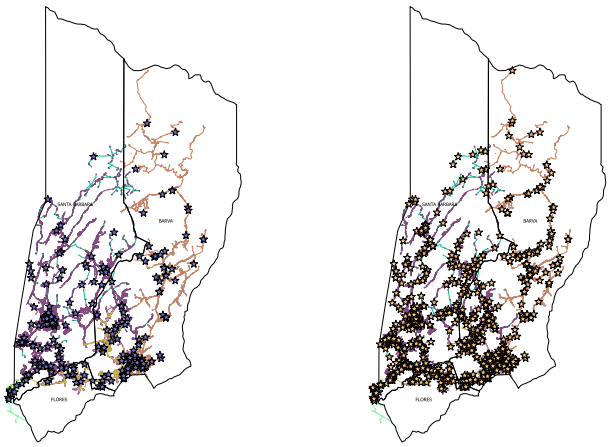


Figura 7.15.: Curva de carga de circuito para diferentes niveles de penetración



(a) 500 kW. (b) 1000 kW. (c) 2000 kW.



(d) 4000 kW. (e) 8000 kW.

Figura 7.14.: Localización de los sistemas fotovoltaicos según capacidad instalada.

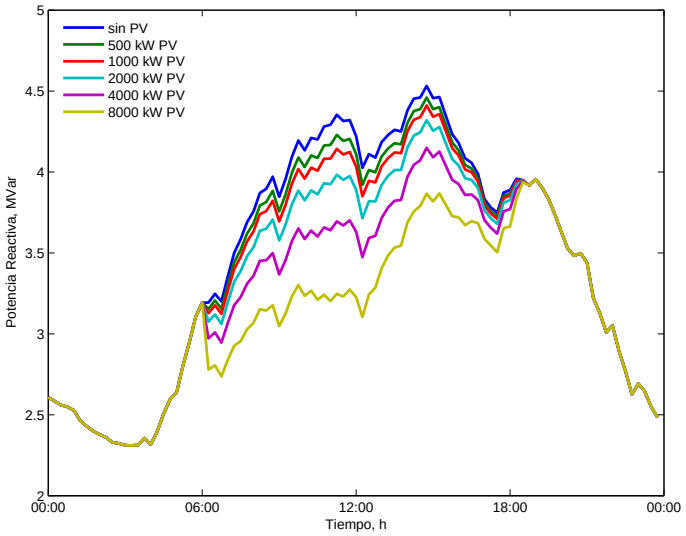


Figura 7.16.: Curva de reactivo de circuito para diferentes niveles de penetración

En el caso de la potencia reactiva, en la Figura 7.16 se muestra la variación de esta variable según la capacidad instalada de los sistemas fotovoltaivos. La diferencia es poca, pero sí se nota que a mayor nivel de penetración, menor la demanda de reactivo del circuito. Esto se presenta porque los sistemas fotovoltaicos, a pesar de operar a factor de potencia unitario, llevan a una reducción de las corrientes de línea del circuito, y esto conlleva a una reducción de las pérdidas reactivas, que a su vez incide en la demanda de reactivo del circuito.

Efecto en pérdidas del circuito

Las Figuras 7.17 y 7.18 presentan las pérdidas activas y reactivas del circuito según la capacidad instalada de sistemas fotovoltaicos. En todos los casos se encontró una reducción de las pérdidas del circuito. Es interesante ver que las pérdidas reactivas son casi nulas cuando la capacidad instalada es de 8000 kW.

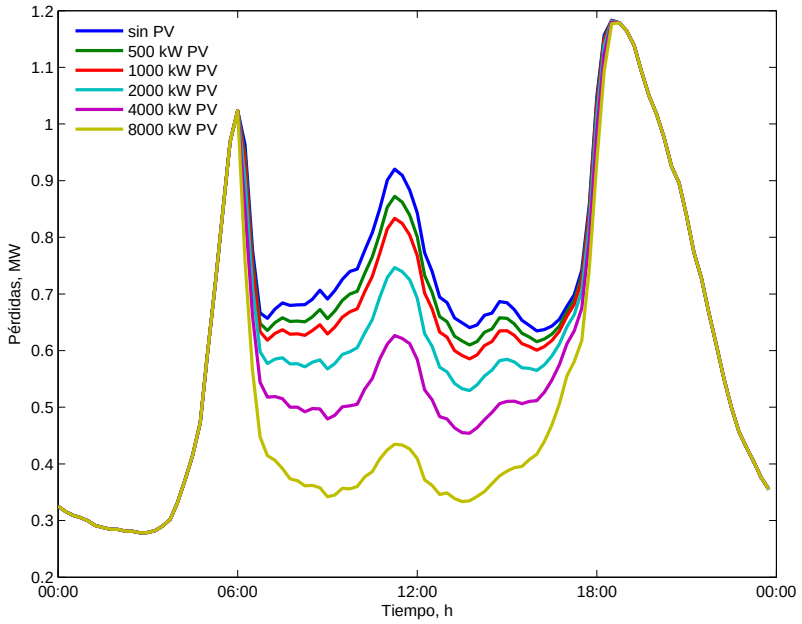


Figura 7.17.: Pérdidas activas del circuito para diferentes niveles de penetración

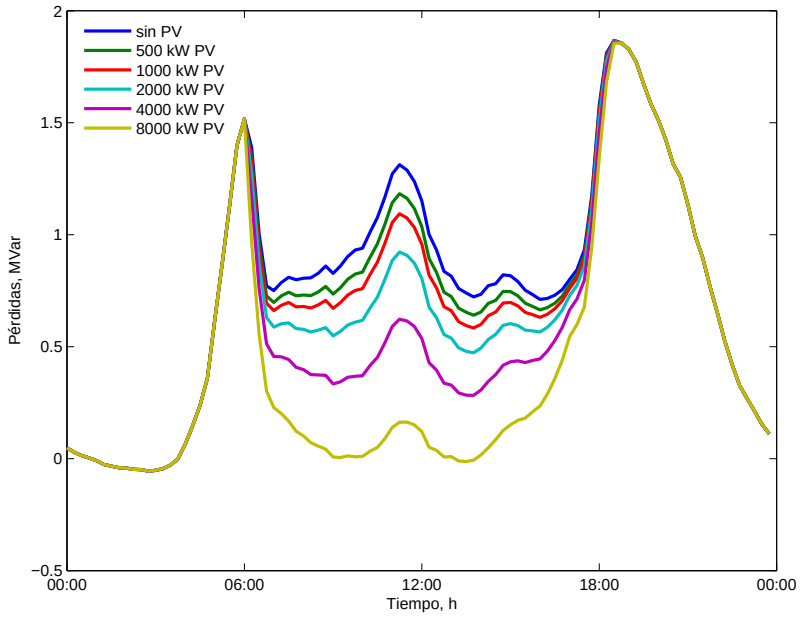


Figura 7.18.: Pérdidas reactivas del circuito para diferentes niveles de penetración

El Cuadro 7.1 presenta la reducción de pérdidas de energía con respecto al caso base para diferentes niveles de penetración.

Cuadro 7.1.: Reducción de pérdida de energía diaria

-	500 kW	1000 kW	2000 kW	4000 kW	8000 kW
Reducción (kWh)	346,8	622,3	1252,9	2157,6	3646,8
Porcentaje (%)	2,17	3,89	7,83	13,49	22,80

Efecto en desbalance

Las Figuras 7.19-7.21 presentan el efecto de la instalación masiva de fotovoltaicos en el desbalance de tensión. Conforme aumenta la penetración de fotovoltaicos, menor es el desbalance de tensión, exceptuando el caso de 500 kW. Esto se explica por el hecho que los sistemas fotovoltaicos se instalaron en clientes con alta demanda, y que posiblemente causaban los desbalances en la red. Nótese que la variación del desbalance de la red se atribuye únicamente a los sistemas fotovoltaicos monofásicos. Los sistemas fotovoltaicos trifásicos son balanceados y no aportan al desbalance de la red.

Los sistemas fotovoltaicos monofásicos podrían aumentar el desbalance en la red si la gran mayoría de estos generadores se instalaran en las fases menos cargada (por ejemplo la fase c de acuerdo a los resultados del caso base). En la Sección 7.3.4 se estudiará, por medio de simulaciones Monte Carlo, el desbalance en la red cuando los sistemas fotovoltaicos se instalan en diferentes puntos de la red.

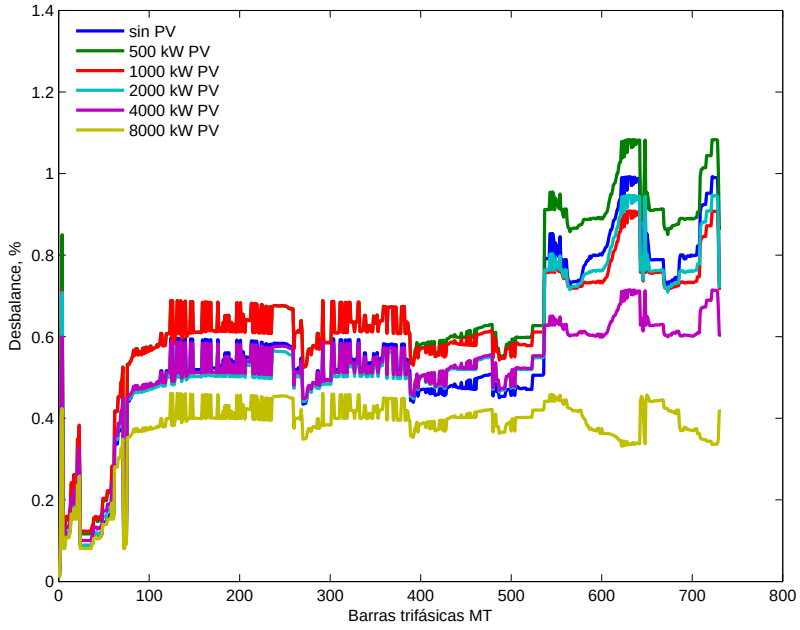


Figura 7.19.: Desbalance de tensión en barras trifásicas MT. 09:30 h

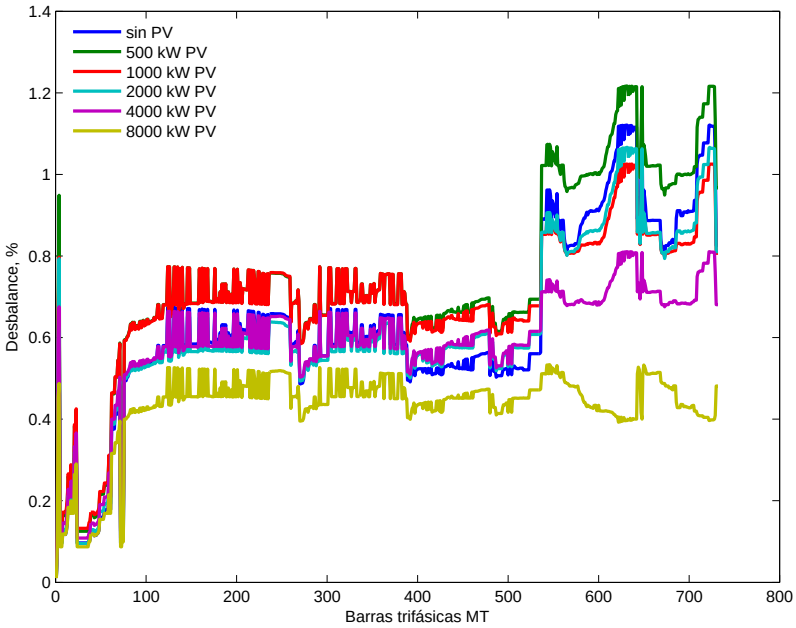


Figura 7.20.: Desbalance de tensión en barras trifásicas MT. 11:30 h

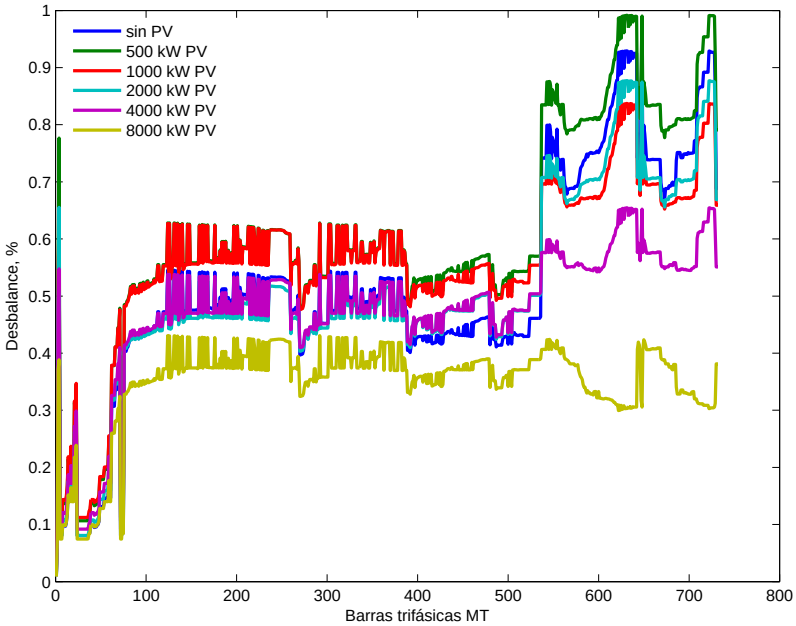


Figura 7.21.: Desbalance de tensión en barras trifásicas MT. 13:30 h

Cuadro 7.2.: Número de sobrecargas según capacidad instalada de fotovoltaicos

-	0 kW	500 kW	1000 kW	2000 kW	4000 kW	8000 kW
9:30 h	1	1	0	0	0	1
11:30 h	22	21	17	12	6	4
13:30 h	1	1	1	0	0	1

Cuadro 7.3.: Sobrecargas causadas por sistemas fotovoltaicos

-	0 kW	500 kW	1000 kW	2000 kW	4000 kW	8000 kW
9:30 h	0	0	0	0	0	1
11:30 h	0	0	0	0	0	1
13:30 h	0	0	0	0	0	1

Sobrecargas

Similar al caso base, para cada simulación OpenDSS creó un reporte de los elementos sobrecargados. El Cuadro 7.2 muestra el número de sobrecargas registradas para los 3 instantes de interés y para cada escenario estudiado. A medida que se incluyen más sistemas fotovoltaicos se reduce el número de transformadores sobrecargados.

Para determinar cuales sobrecargas fueron producto de los sistemas fotovoltaicos, se creó un *script* que compara la lista de elementos sobrecargados en el caso base y la lista de elementos sobrecargados en los diferentes escenarios de penetración. Si la lista de sobrecargas con sistemas fotovoltaicos incluía un elemento no registrado en el reporte del caso base, entonces ese elemento se identificó como sobrecargado producto de la inyección de potencia de uno o varios microgeneradores. El resultado de este análisis se muestra en el Cuadro 7.3. Sólo en el escenario de 8000 kW se identificó un transformador sobrecargado. En la Sección 7.3.4 se extiende el presente estudio considerando diferentes localizaciones de los microgeneradores.

Tensión de operación

En esta sección se presenta el efecto de la inclusión de los sistemas fotovoltaicos en las tensiones de las redes secundarias. El Cuadro 7.4 muestra el número de barras en red secundaria con problemas de baja tensión (V<110V con respecto a 120 V nominal). Estas barras incluyen algunos puntos de conexión a la red de los abonados. A medida que se aumenta el número de microgeneradores, disminuye la cantidad de barras con problemas de baja tensión hasta el punto que no se registran barras

Cuadro 7.4.: Número de barras en red secundaria con tensiones bajas

-	0 kW	500 kW	1000 kW	2000 kW	4000 kW	8000 kW
9:30 h	2	0	0	0	0	0
11:30 h	166	132	75	37	0	0
13:30 h	0	0	0	0	0	0

Cuadro 7.5.: Número de barras en red secundaria con tensiones altas

-	0 kW	500 kW	1000 kW	2000 kW	4000 kW	8000 kW
9:30 h	0	0	0	3	37	989
11:30 h	0	0	0	0	14	551
13:30 h	0	0	1	5	42	580

con problemas. Esto es porque los sistemas fotovoltaicos aumentan la tensión de operación. Esto es un efecto deseado en algunos puntos de alta demanda con importantes caídas de tensión. Sin embargo, en zonas de alta generación y poca demanda se podrían presentar casos de tensiones por arriba del límite superior (V>127V con respecto a 120 V nominal).

En el Cuadro 7.5 se reporta el número de barras de red secundarios con tensiones por arriba del límite superior permitido. A medida que se aumenta la capacidad instalada se presentan problemas de tensiones altas en la red secundaria. Este problema se agrava en horas de poca demanda y alta generación, a saber 9:30 y 13:30 horas. En la Sección 7.3.4 se extiende el presente estudio considerando diferentes localizaciones de los microgeneradores.

7.3.3. Efecto de paso de nubes

El efecto sombra de las nubes es de importancia porque es el principal causante de la intermitencia de la generación fotovoltaica: al disminuir la irradiancia, se cae abrúptamente la potencia generada. Esta sección presenta un estudio del efecto de la intermitencia de generación en el circuito, particularmente en fluctuaciones de tensión. Para esto se escogieron barras “piloto” donde se registraron las variaciones de tensión y la variación de la curva de carga del alimentador principal.

Los puntos de estudio se ubican respectivamente según la Figura 7.22 para la red de media tensión y la Figura 7.23 para la red de baja tensión:

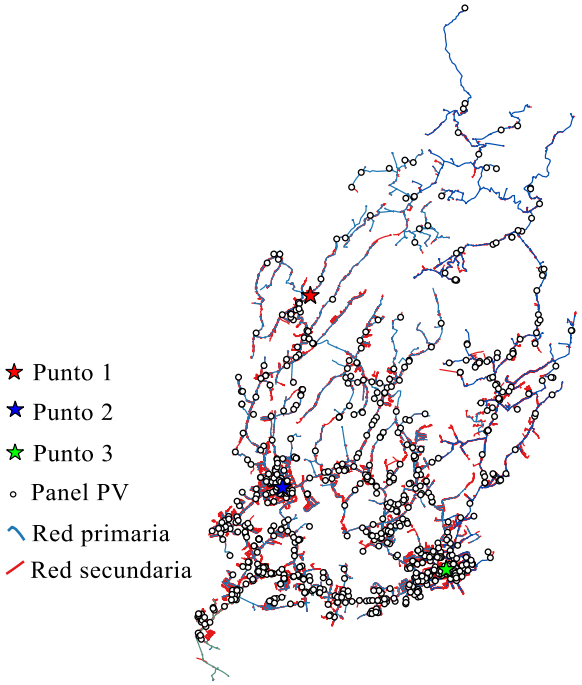


Figura 7.22.: Puntos de medición en red de media tensión

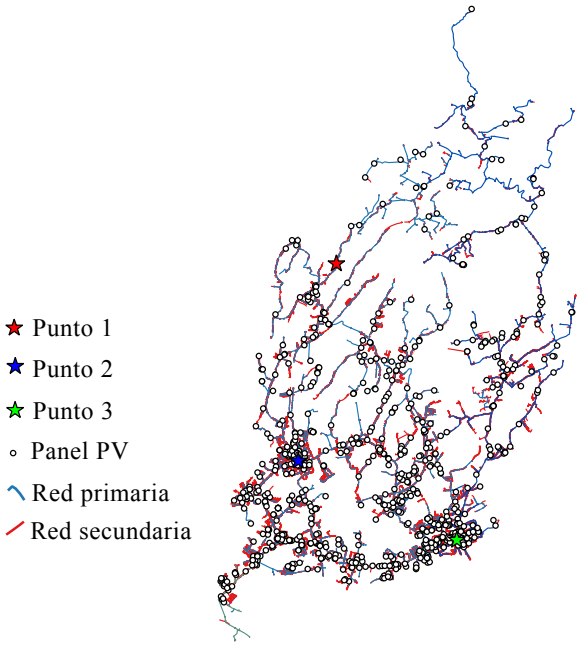


Figura 7.23.: Puntos de medición en red de baja tensión

- Punto 1: En una zona remota de Santa Bárbara con pocos clientes y baja

penetración.

- Punto 2: En el centro de Santa Bárbara con una alta densidad de clientes y generadores fotovoltaicos.

- Punto 3: En el centro de Cipresal con una alta densidad de clientes y generadores fotovoltaicos.

Como punto de partida, en las Figuras 7.24 y 7.25 se presentan los perfiles de tensión de los puntos piloto en el caso base (sin sistemas fotovoltaicos). Para efectos de guía, es importante notar que el color de los puntos de las localizaciones en el sistema GIS de las Figuras 7.23 y 7.22 corresponde al de las gráficas de tensión de toda esta sección.

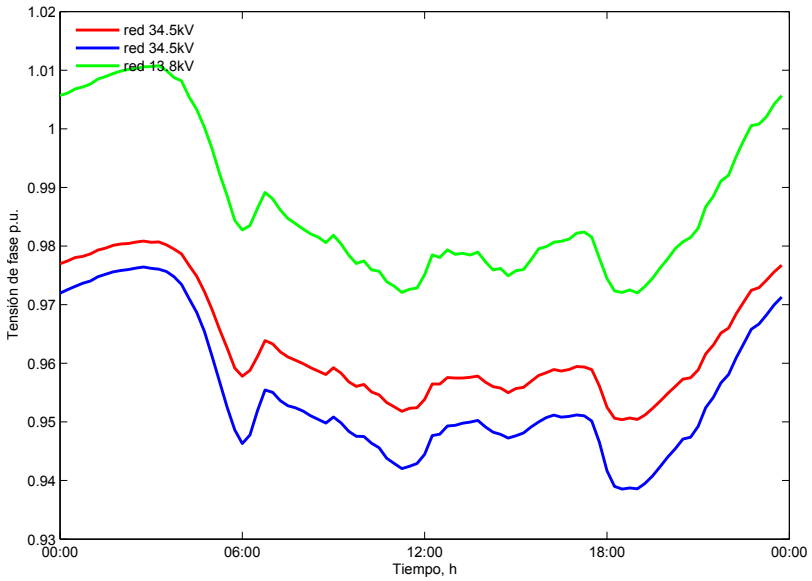


Figura 7.24.: Caso base, tensión de fase en puntos de medición, red de media tensión

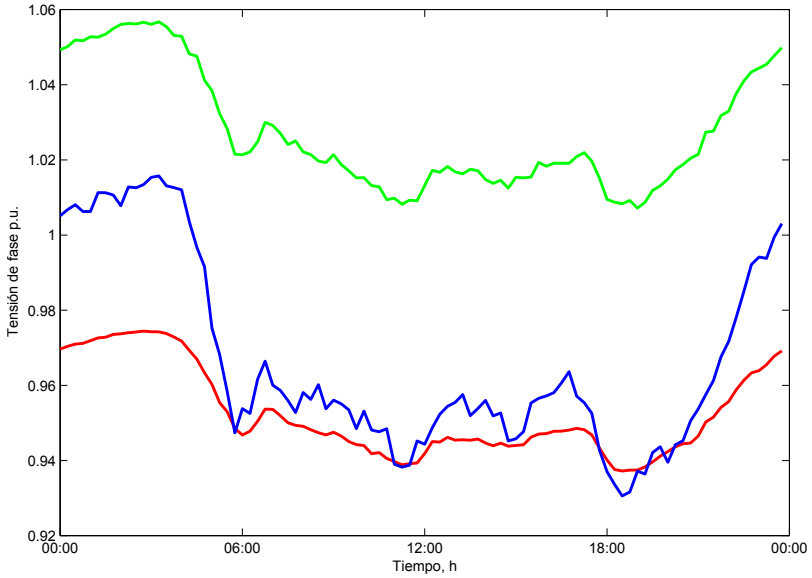


Figura 7.25.: Caso base, tensión de fase en puntos de medición, red de baja tensión 120 V

Para estudiar el efecto del paso de las nubes, se diseñaron dos escenarios de irradiancia que se representan en la Figura 7.26:

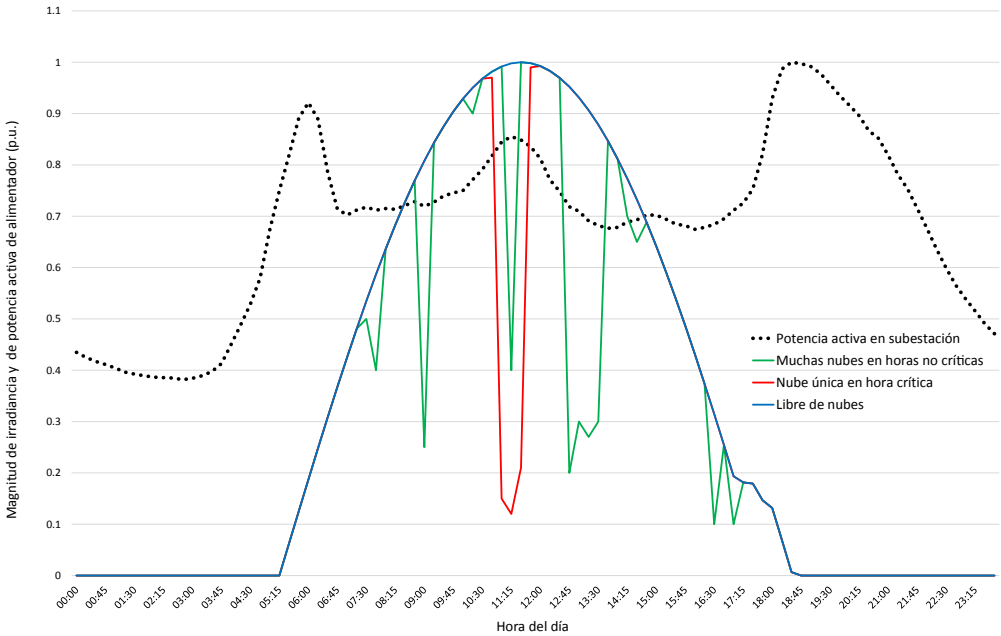


Figura 7.26.: Perfiles de irradiancia normalizada

- Perturbaciones leves intermitentes provocadas por varias nubes pequeñas o de paso rápido, que además ocurren en momentos no críticos de demanda.

- Perturbación significativa de duración prolongada, generada por el paso de una nube grande o densa en momentos de alta demanda de potencia por parte de los clientes.

Es importante considerar que al tener una zona relativamente pequeña de estudio, se puede tomar una única irradiancia para todos los paneles fotovoltaicos. Además, las simulaciones se realizan para intervalos de 15 minutos por lo que no se simularon variaciones más rápidas que podrían ser de interés en estudios de *flicker*.

Escenario de varias nubes no críticas

La intermitencia del paso de las nubes pequeñas se ve reflejada en el perfil de tensión de los puntos evaluados dependiendo del nivel de penetración como caídas súbitas de tensión. Los resultados obtenidos se presentan como valores normalizados con respecto a las tensiones de fase para apreciar los porcentajes de diferencia de tensión con respecto al valor nominal de manera más simple, tanto para baja tensión como para media. A pesar que los resultados muestran las variaciones de tensión para las 24 horas del día, el lector debe enfocarse en los periodos entre las 6:00 y las 18:00 horas.

Las tensiones de la red de baja son más sensibles a la perturbación planteada. Dicha perturbación es casi imperceptible en los escenarios de 500 y 1000 kW. Al analizar las Figuras 7.27, 7.28 y 7.29 los cambios de tensión comienzan a ser perceptibles para el Punto 2, ello debido a que la concentración de sistemas fotovoltaicos en dicho punto aumentó.

Este tipo de análisis es muy importante en circuitos de distribución con reguladores de tensión o capacitores con entrada y salida automática. El presente circuito no tiene estos elementos por lo que el resultado se muestra únicamente para fines ilustrativos.

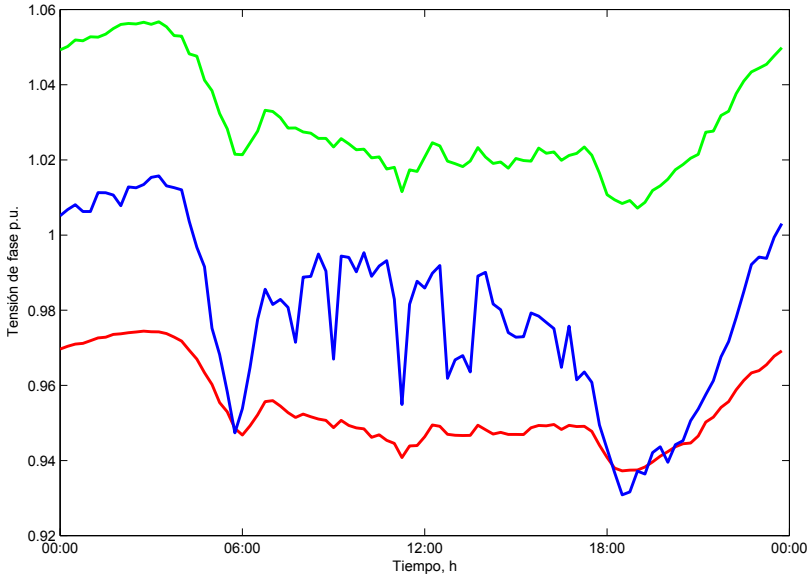


Figura 7.27.: Perfil en red de baja tensión 120 V con 2000 kW PV, caso varias nubes no críticas

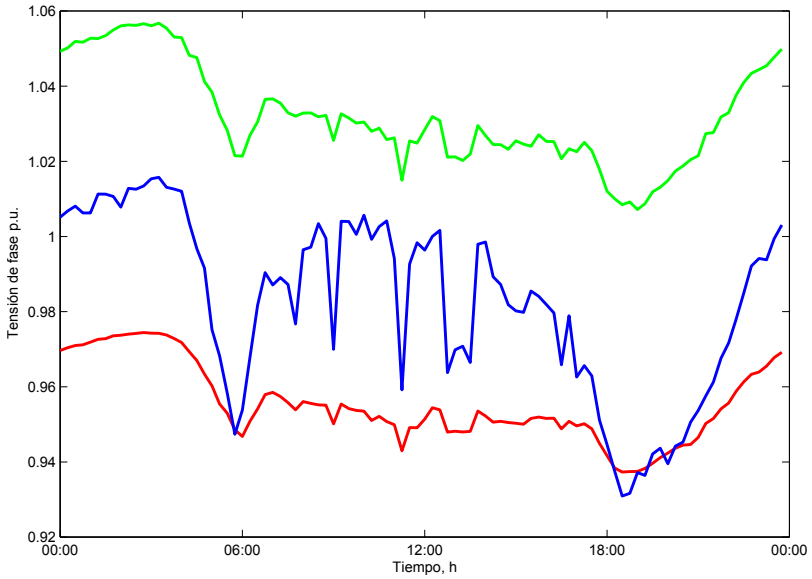


Figura 7.28.: Perfil en red de baja tensión 120 V con 4000 kW PV, caso varias nubes no críticas

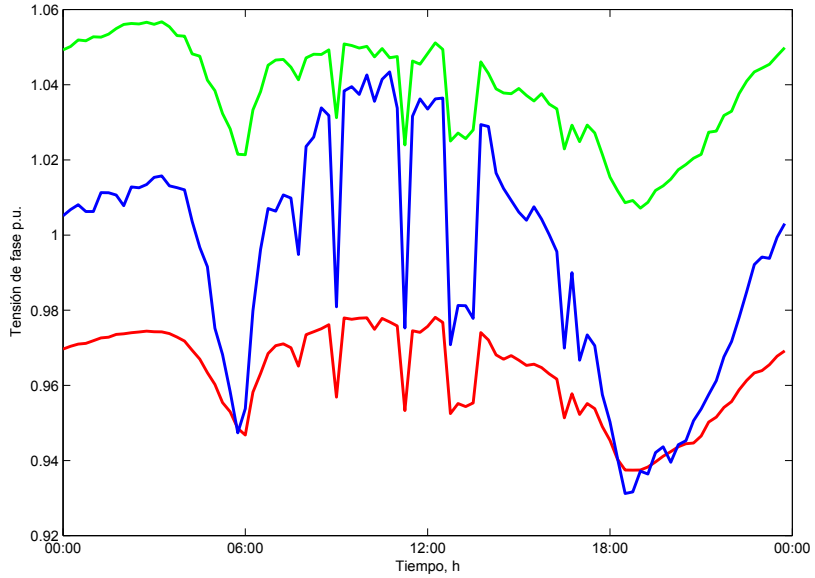


Figura 7.29.: Perfil en red de baja tensión 120 V con 8000 kW PV, caso varias nubes no críticas

De la simulación del paso rápido de las nubes se puede concluir que las tensiones de la red de baja y de la red de media no caen significativamente, inclusive para el escenario de mayor penetración de 8000 kW, ya que en los momentos críticos no pasan de un 6 % de caída con respecto al valor nominal, según los resultados obtenidos en el piloto de baja tensión, y de un 2 % en media tensión.

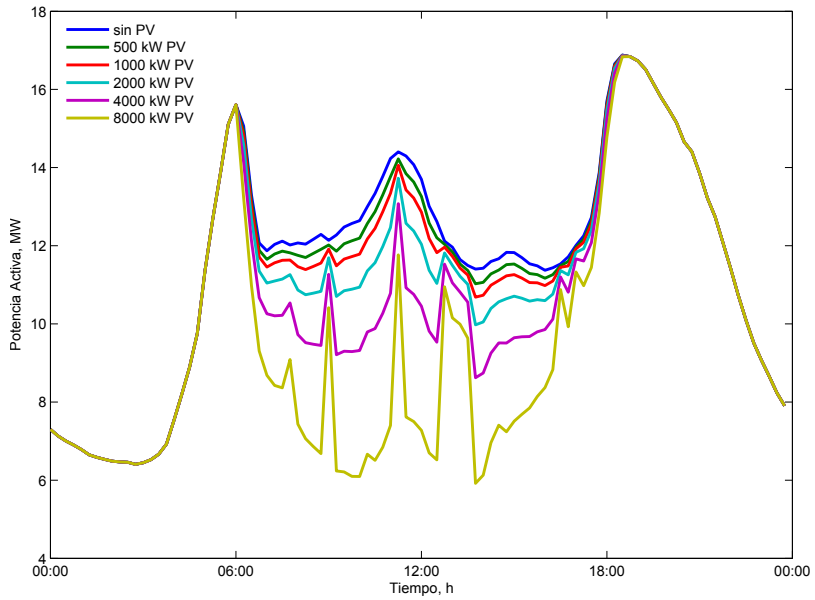


Figura 7.30.: Potencia activa en subestación, caso varias nubes no críticas

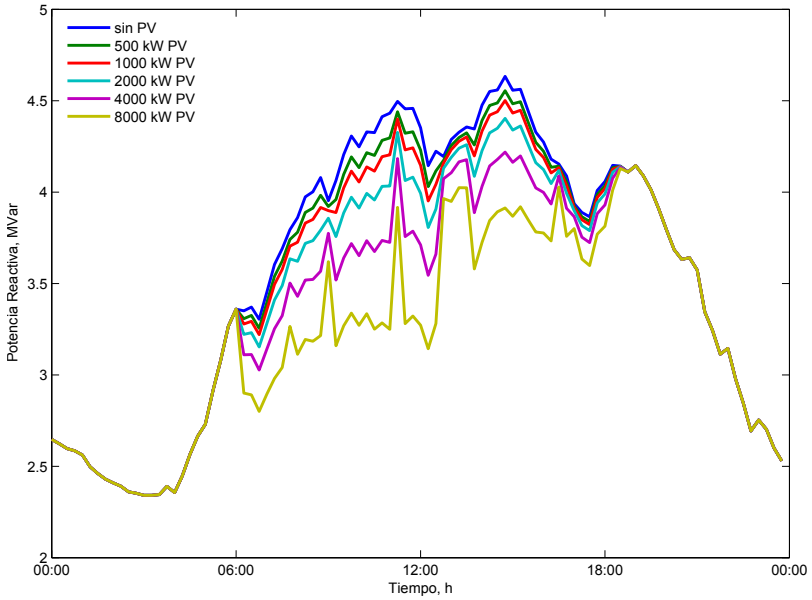


Figura 7.31.: Potencia reactiva en subestación, caso varias nubes no críticas

En cuanto a los resultados de la potencia activa y reactiva en el alimentador, de las Figuras 7.30 y 7.31 respectivamente se sigue el resultado esperado, tal que la potencia que los sistemas fotovoltaicos dejan de suplir debido al paso de las nubes es entregada por la subestación, y ello se refleja en un incremento temporal que vuelve rápidamente al valor previo cuando acaba la perturbación.

Escenario de paso de nube en momentos de alta demanda

El presente escenario consiste en una caída de generación fotovoltaica de hasta un 85 % del valor previo durante un intervalo de 45 minutos. Dicha perturbación ocurre en periodo punta diurno, próximo al medio día, el cual coincide con el pico de disponibilidad de irradiancia. El presente escenario se plantea como el punto realista de estrés máximo que puede sufrir el circuito para dichas condiciones de operación (máxima demanda y pérdida súbita de generación local).

Para bajos niveles de penetración (500 y 1000 kW) no hay efectos de caída de tensión significativos para baja tensión. De igual manera ocurre con media tensión.

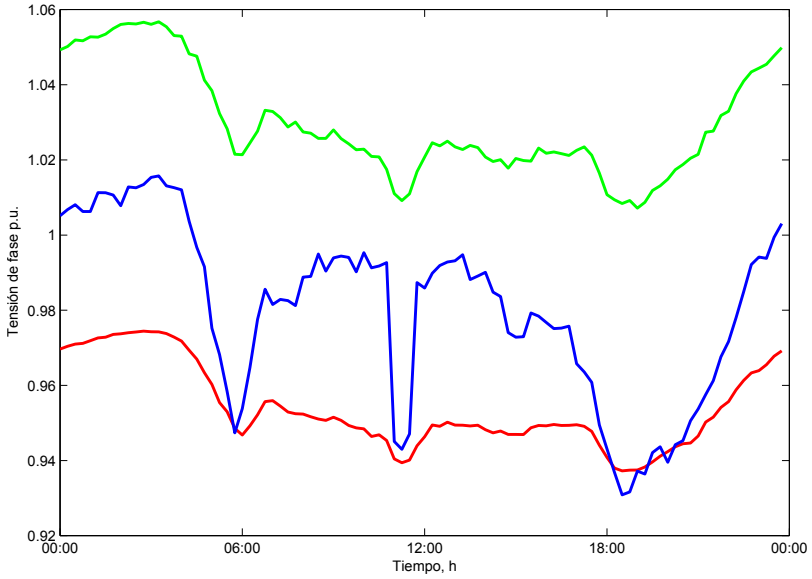


Figura 7.32.: Perfil en red de baja tensión 120 V con 2000 kW PV, caso nube crítica única

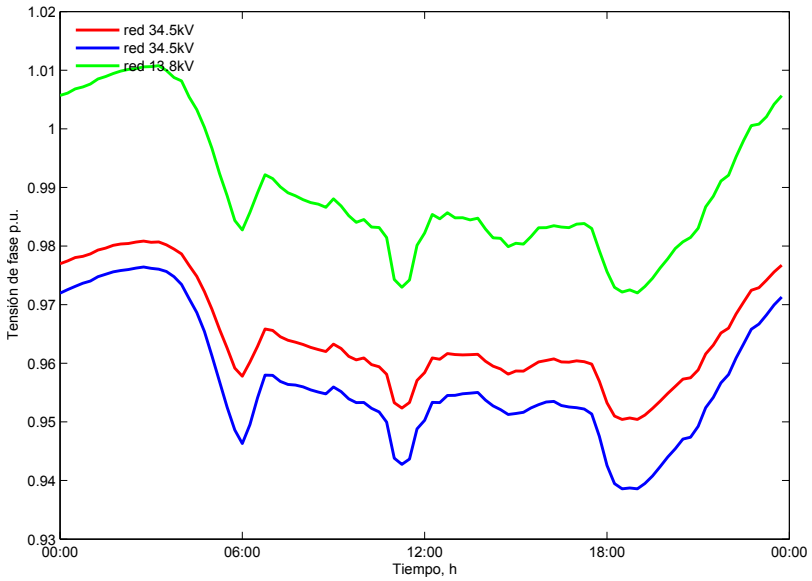


Figura 7.33.: Perfil en red de media tensión con 2000 kW PV, caso nube crítica única

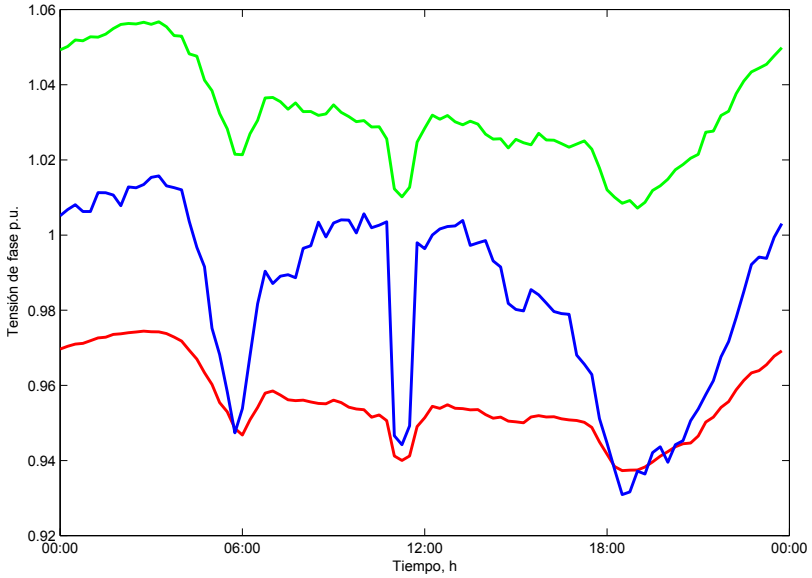


Figura 7.34.: Perfil en red de baja tensión 120 V con 4000 kW PV, caso nube crítica única

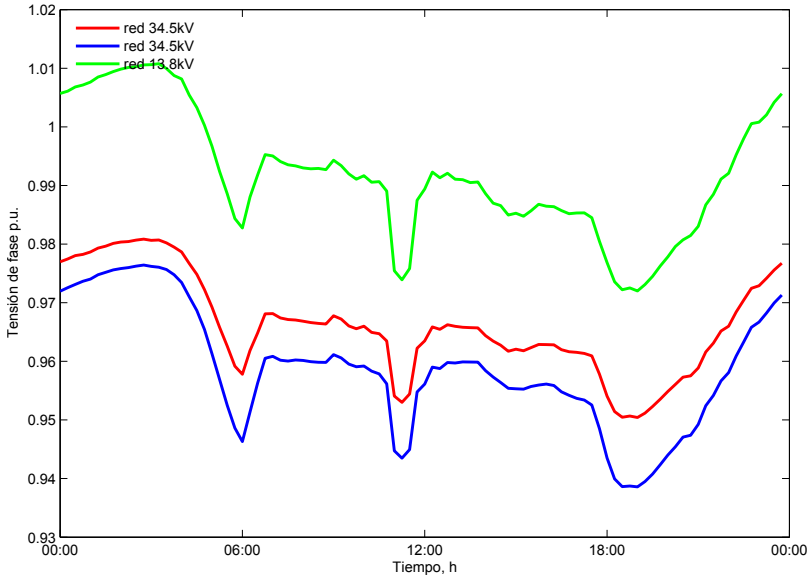


Figura 7.35.: Perfil en red de media tensión con 4000 kW PV, caso nube crítica única

Una vez que se alcanza el nivel de penetración de 2000 kW y de 4000 kW se comienzan a notar valores de caída más importantes para ciertos puntos como el Punto 2 y el Punto 3, según las Figuras 7.32 y 7.34 para baja tensión, con un valor de cambio porcentual de aproximadamente un 5 %. En las Figuras 7.33 y 7.35, que corresponden a la red de media tensión, se tienen caídas de hasta un 2,5 %.

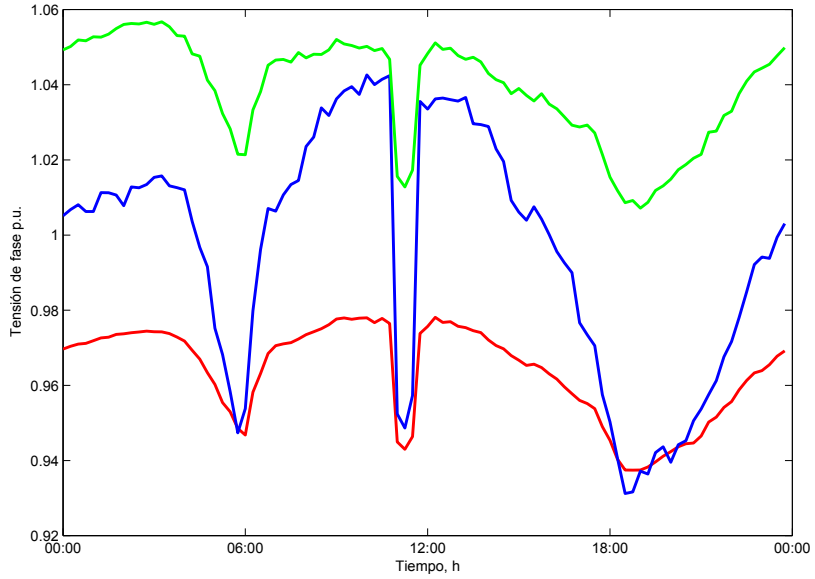


Figura 7.36.: Perfil en red de baja tensión 120 V con 8000 kW PV, caso nube crítica única

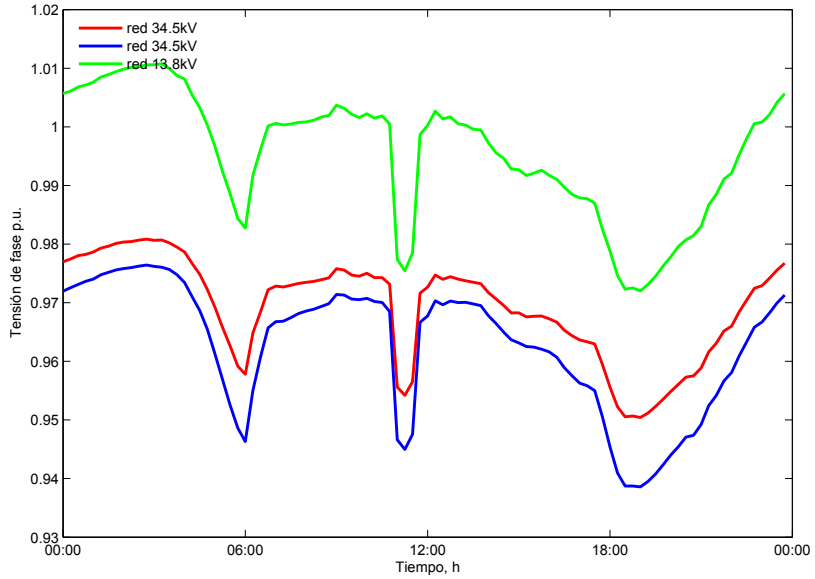


Figura 7.37.: Perfil en red de media tensión con 8000 kW PV, caso nube crítica única

Posteriormente cuando se evalúa una penetración de 8000 kW se tiene una caída mucho más importante de tensión, tanto en la red de baja como en la de media según las Figuras 7.36 y 7.37 respectivamente. Lo anterior corresponde a una caída de un 8 % en la red de baja tensión para el caso más crítico y de aproximadamente un 3 % en la red de media tensión.

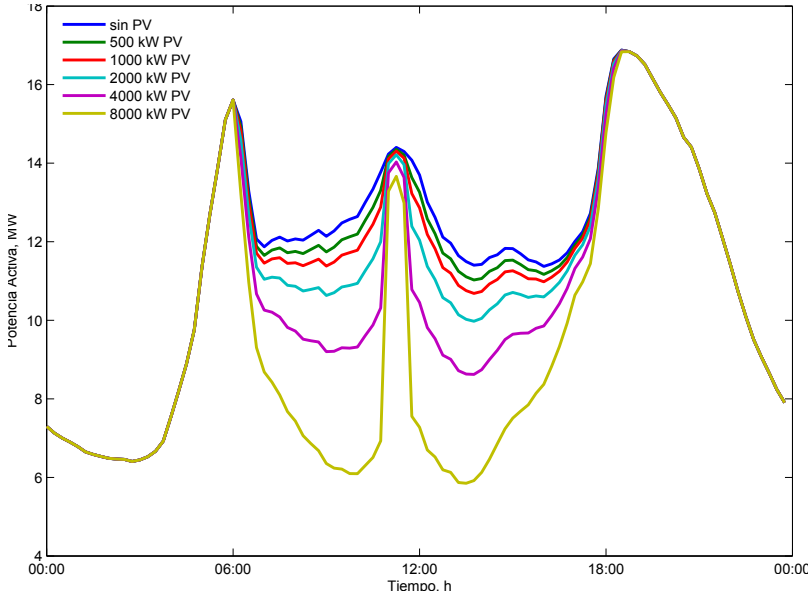


Figura 7.38.: Potencia activa en subestación, caso nube crítica

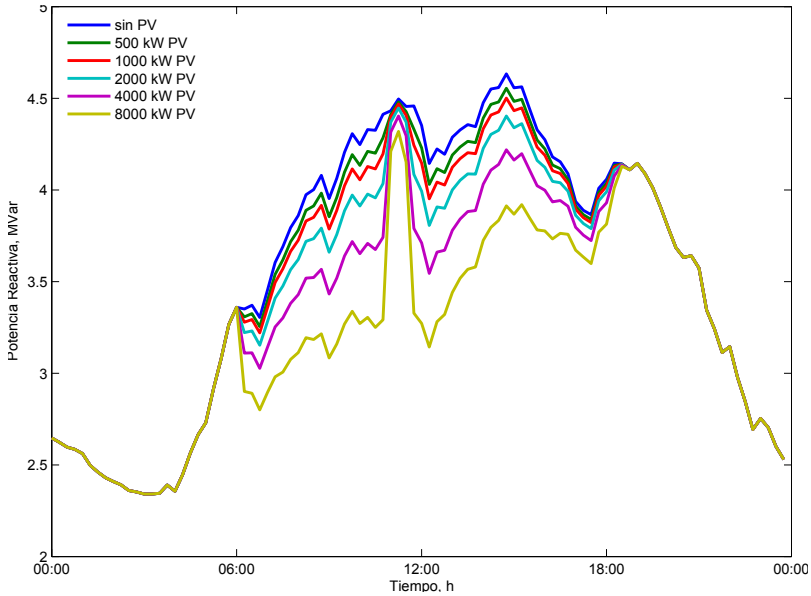


Figura 7.39.: Potencia reactiva en subestación, caso varias nube crítica

Al analizar las Figuras 7.38 y 7.39 se aprecia el respaldo que ofrece la subestación por la pérdida de generación local debido al paso de la nube.

Finalmente se concluye que para ambos escenarios de simulación de paso de nubes hay variaciones de tensión que no superan un promedio de caída del 6 % en baja

tensión y 2 % en media tensión, según los puntos piloto seleccionados. Las variaciones dependen de la lejanía del punto piloto a la subestación y de la propia robustez de la subestación, representada por medio de la capacidad de cortocircuito trifásica.

7.3.4. Inclusión aleatoria de sistemas fotovoltaicos

Los resultados presentados en la Sección 7.3.2 parten del supuesto que los clientes con mayor probabilidad de instalar son justamente quienes instalan los micro generadores. Aunque la premisa es aceptable, no hay certeza de que esta sea la ubicación futura de los generadores. Para considerar la incertidumbre de no saber donde se instalarán realmente, en esta sección se realiza un estudio de simulaciones Monte Carlo donde cada ensayo corresponde a una localización diferente. Para un mismo nivel de capacidad instalada (500 kW, 1000 kW, etc) se analizaron 500 diferentes posibilidades de instalación de donde se guardaron resultados relevantes, los cuales se reportan más adelante.

En esta prueba la localización de los sistemas fotovoltaicos es completamente aleatorio. No se respeta la probabilidad de instalación ni se tiene "memoria" de la localización realizada para escenarios de menor penetración fotovoltaica. La única restricción en cada prueba es que se alcance la capacidad instalada solicitada (500 kW hasta 8000 kW en pasos de 500 kW).

La capacidad (óptima) de cada sistema fotovoltaico se asignó de acuerdo al consumo de cada cliente. Los clientes con consumos inferiores a 300 kWh/mes no se les asignó sistema fotovoltaico porque la rentabilidad del proyecto es muy baja. Se asignaron capacidades desde 0,75 kW (consumo mensual de 300 kWh para clientes residenciales) hasta 240 kW (consumo mensual de 80000 kWh para un cliente con tarifa General). Sin embargo, el promedio de capacidad instalada por cliente con sistema fotovoltaico es de 3,2 kW.

En esta prueba nuevamente se utilizó un perfil de irradiación solar uniforme, correspondiente a un día completamente soleado. El objetivo de la simulación Monte Carlo es generalizar los resultados obtenidos en la Sección 7.3.2. En total se realizaron 8000 ensayos (500 por cada nivel de penetración) y esto requirió de 19 horas de simulación en OpenDSS.

Desbalance de tensión

Similar al caso base, en esta sección se evalúa el desbalance de tensión en la red de media tensión según la relación de tensión de secuencia negativa y positiva presentada en la Sección 7.3.1. Las Figuras 7.40-7.42 presentan el desbalance máximo registrado en las barras trifásicas de media tensión en cada una de los 500 ensayos

para cada nivel de penetración. En el caso base, el desbalance máximo registrado fue de 1 %, 1,1 % y 0,9 %, a las 9:30, 11:30 y 13:30 horas, respectivamente. De las gráficas se nota que en la mayoría de los casos el desbalance tiende a disminuir conforme aumenta la penetración de sistemas fotovoltaicos. Además, en ningún caso se reportan desbalances superiores a 1,3 %, un valor muy por debajo del límite máximo permitido de 3 %, según la norma AR-NT-SUCAL.

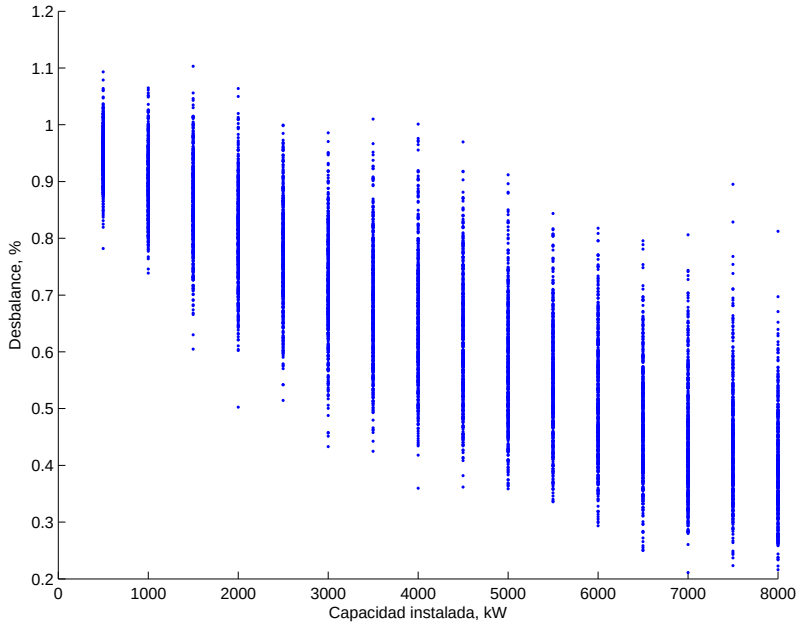


Figura 7.40.: Desbalance máximo de tensión en barras trifásicas MT. 09:30 h

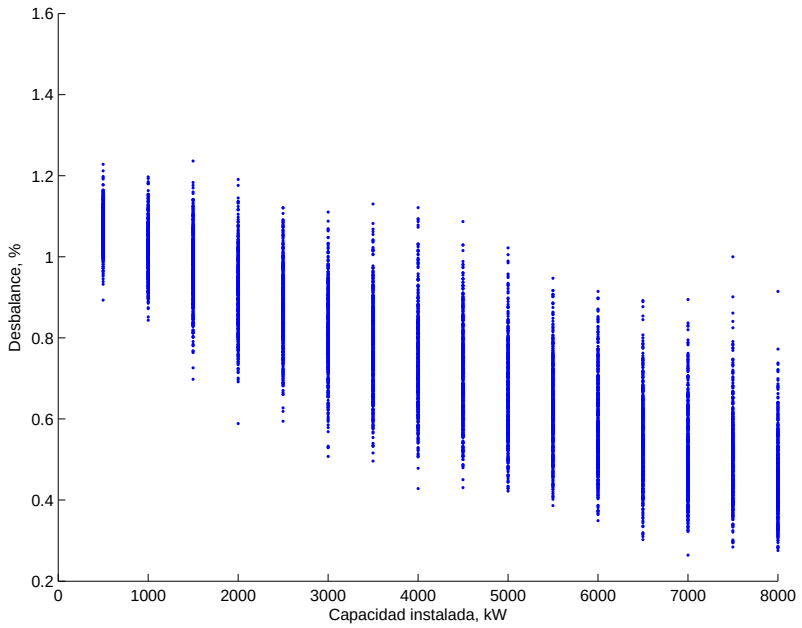


Figura 7.41.: Desbalance máximo de tensión en barras trifásicas MT. 11:30 h

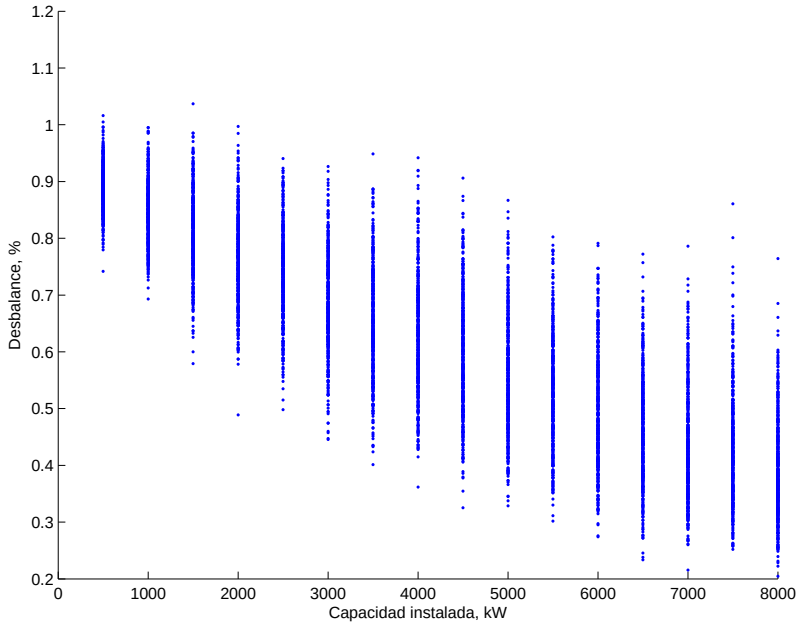


Figura 7.42.: Desbalance máximo de tensión en barras trifásicas MT. 13:30 h

Sobrecargas

Similar al análisis de desbalance, en las Figuras 7.43-7.45 se reporta el número de sobrecargas registradas para cada escenario de penetración y para 500 diferentes localizaciones de fotovoltaicos. Estas sobrecargas corresponden únicamente a las producidas por la inyección de los microgeneradores.

En todos los niveles de penetración hay localizaciones de los fotovoltaicos tal que ningún elemento de la red se sobrecarga por inyección de potencia de éstos generadores. Por el contrario, para penetración baja (1000 kW) se reportan sobrecargas de elementos en la red en algunos de los ensayos realizados.

En términos generales, el número de elementos sobrecargados es muy bajo, menor a 15, y esto se reporta mayoritariamente en transformadores MT/BT, en casos de concentración inusual de fotovoltaicos en un mismo circuito de baja tensión. Este tipo de sobrecarga no se espera que suceda en la práctica porque la norma técnica nacional AR-NT-POASEN establece que la capacidad agregada del micro generador conectado a un transformador debe ser menor o igual a la capacidad del mismo.[7]

Algunas pocas líneas de baja tensión se reportaron sobrecargardas en algunos ensayos realizados. Por el contrario, ninguna de las líneas de media tensión reportan sobrecargas porque los calibres de los conductores utilizados actualmente en CNFL es suficiente para soportar la corriente inyectada por los posibles generadores para autoconsumo.

[7] *Norma Técnica: Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional. AR-NT-POASEN.* 2014.

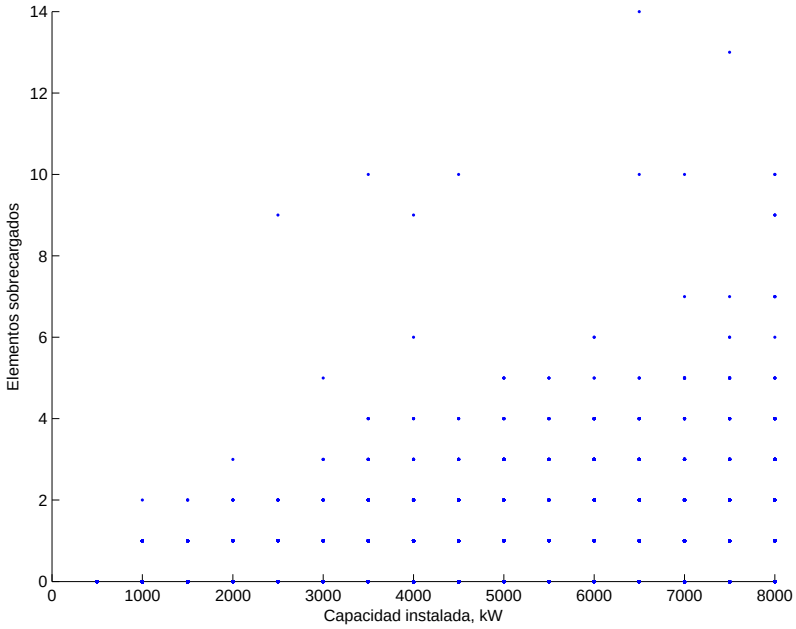


Figura 7.43.: Número de sobrecargas. 09:30 h

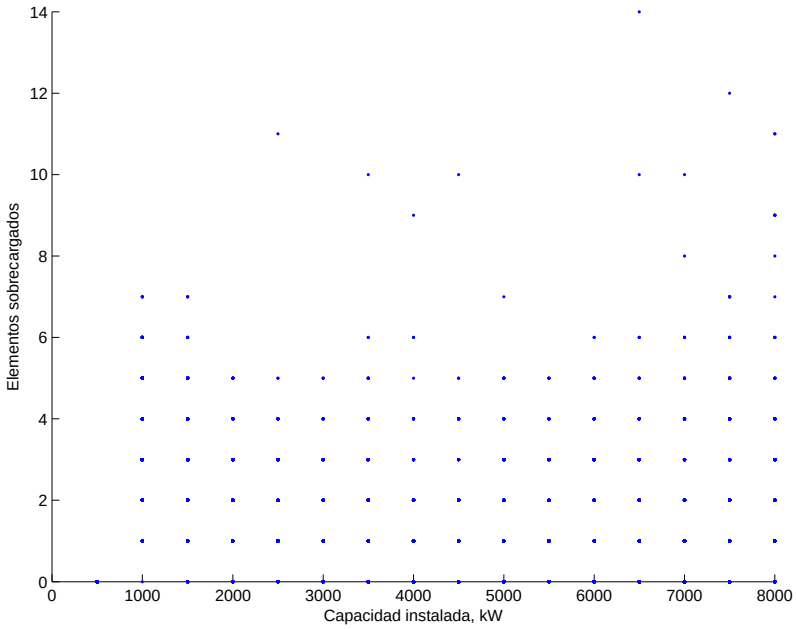


Figura 7.44.: Número de sobrecargas. 11:30 h

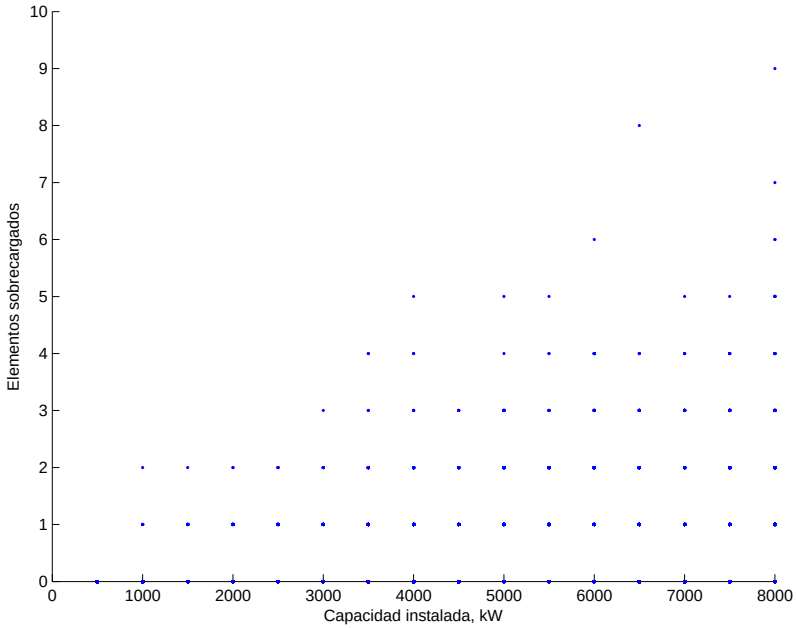


Figura 7.45.: Número de sobrecargas. 13:30 h

Tensiones en red secundaria

Como se mencionó anteriormente, uno de los efectos directos de los micro generadores es el incremento de las tensiones locales. En las Figuras 7.46-7.48 se presentan las barras secundarias con tensiones altas (V>127V con respecto a 120 V nominal). Como es de esperar, el número de barras con problemas de tensiones altas aumenta conforme se incrementa el número de sistemas fotovoltaicos, al punto que se reportan hasta 2300 puntos problemáticos en condiciones de muy alta penetración. Sin embargo, en casos de baja penetración (1500 kW o menos) prácticamente no se reportan problemas de tensiones altas. Nótese que si se usa el límite de operación normal establecido en AR-NT-SUCAL (126 V), el número de sobretensiones registradas será superior.

En las gráficas también se ratifica que los problemas de tensiones altas es más probable que ocurra en condiciones de baja demanda y alta generación. Esto se confirma al comparar el número de barras problemáticas a las 9:30 y las 11:30 horas para cualquier nivel de penetración. Así por ejemplo, para una capacidad instalada de 8000 kW, en el caso de las 9:30 horas hubo ensayos en que se reportan más de 2000 puntos problemáticos mientras que a las 11:30 horas se reportaron menos de 1000 problemas.

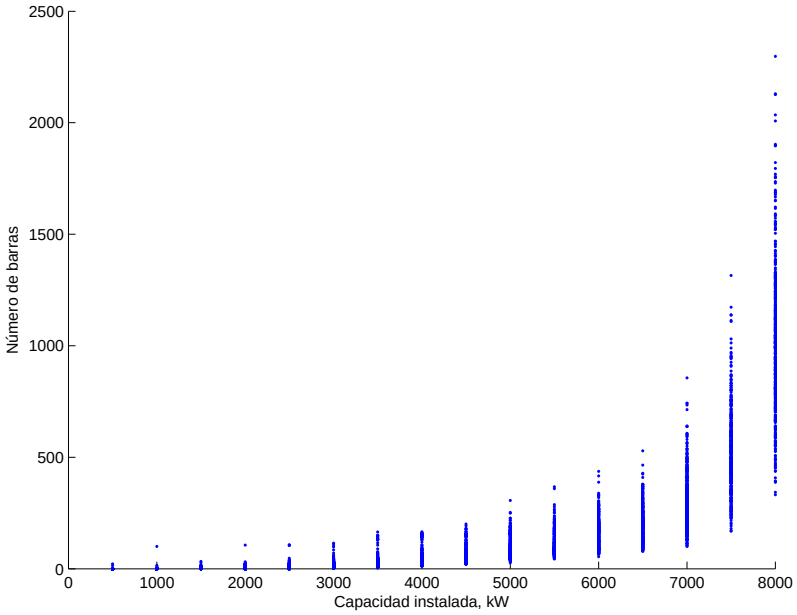


Figura 7.46.: Número de barras secundarias con tensiones altas. 09:30 h

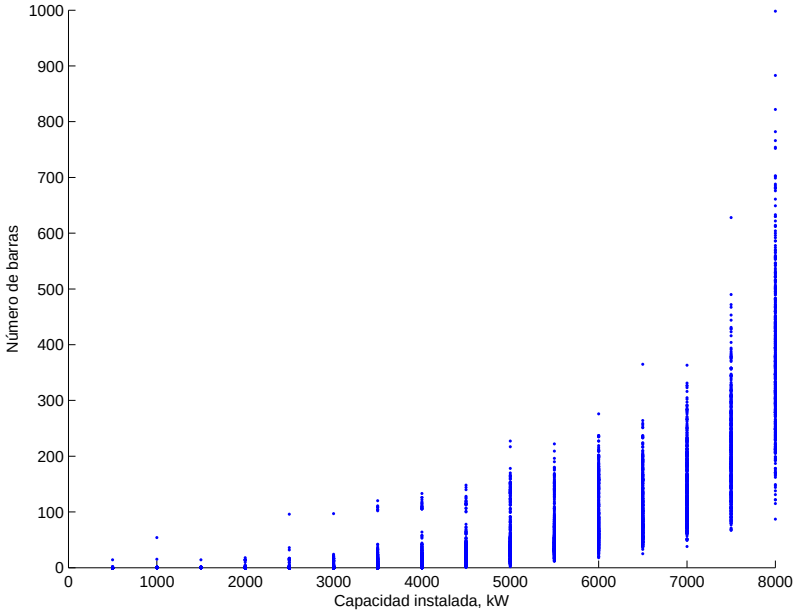


Figura 7.47.: Número de barras secundarias con tensiones altas. 11:30 h

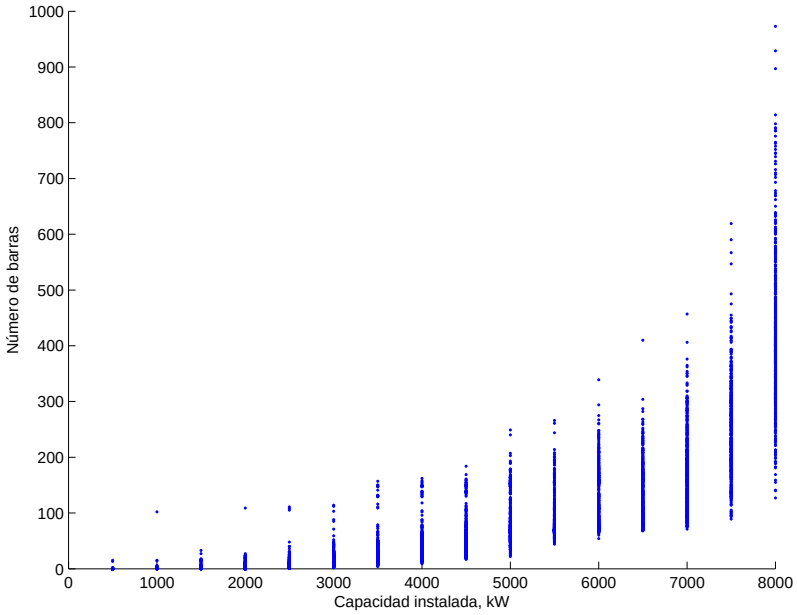


Figura 7.48.: Número de barras secundarias con tensiones altas. 13:30 h

En las Figuras 7.49-7.51 se presentan las máximas tensiones en la red secundaria. Aún en casos de baja penetración las tensiones más altas reportadas pueden llegar a ser 130 V, y en casos de alta penetración se reportan tensiones superiores a 140 V (muy por arriba de las tensión nominal de 120 V). Además, las tensiones más altas se presentaron en los momentos de alta generación y poca demanda (9:30 y 13:30 horas).

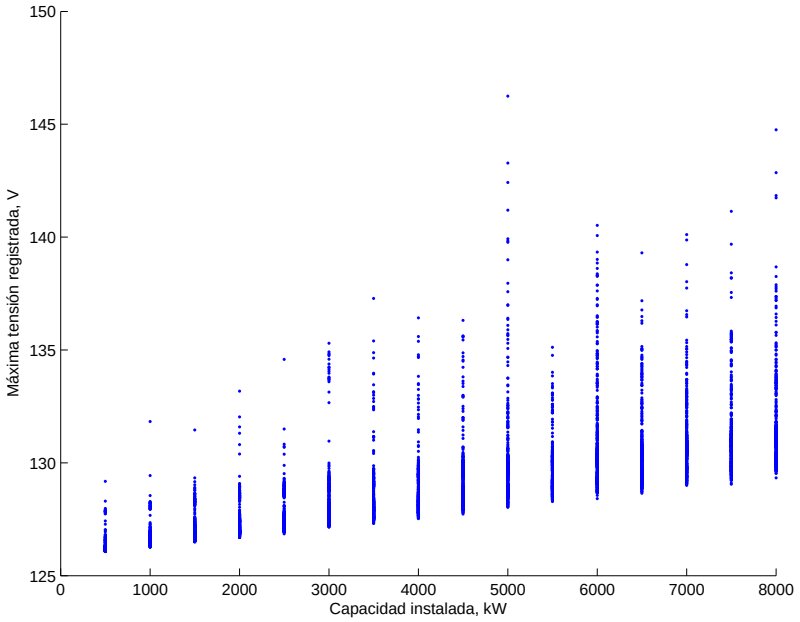


Figura 7.49.: Tensión máxima en red de baja tensión (120 V nominal). 09:30 h

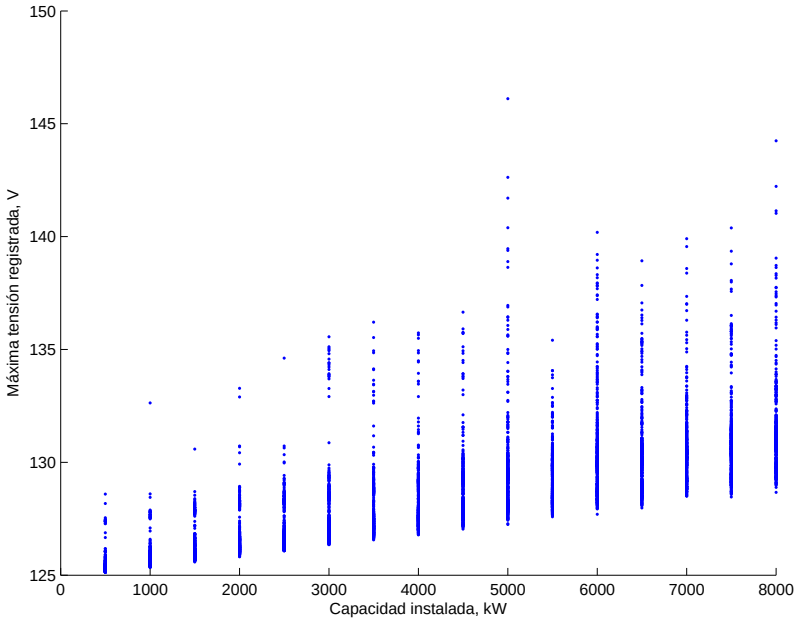


Figura 7.50.: Tensión máxima en red de baja tensión (120 V nominal). 11:30 h

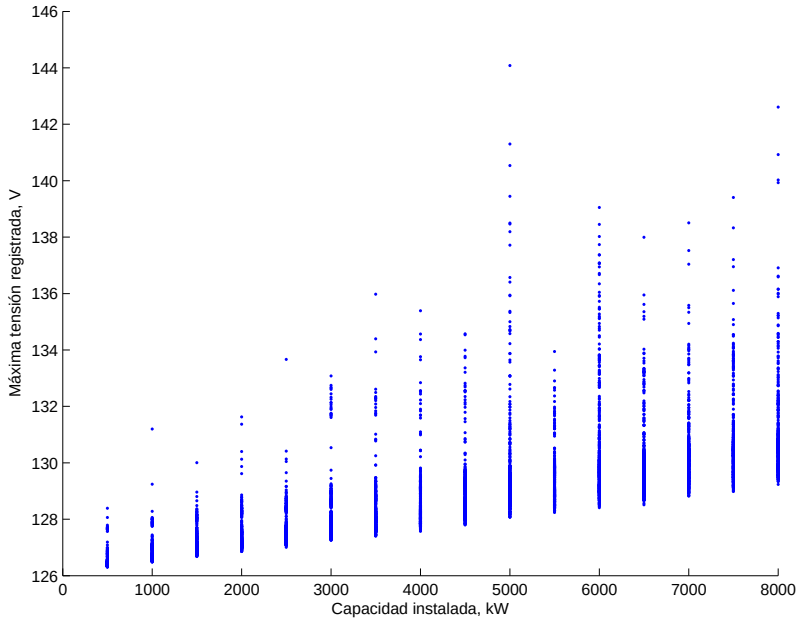


Figura 7.51.: Tensión máxima en red de baja tensión (120 V nominal). 13:30 h

De los resultados anteriores se concluye que la limitación que establece que la suma de las potencias nominales de generadores distribuidos no debe ser superior al 15 % de la máxima demanda de potencia anual del alimentador no se justifica. Una capacidad instalada muy superior al 15 % puede no causar ningún problema en la red si los sistemas de generación están dispersos en el circuito. Por el contrario, una capacidad inferior al 15 % podría resultar en problemas en la red si los sistemas de generación se concentran en un área particular.

El presente estudio no abarca todos los efectos de la generación distribuida para autoconsumo en los circuitos de distribución pero sí es un insumo importante para entender el impacto real de pequeños generadores conectados en la red de baja tensión y cuales serán los primeros problemas que se podrían enfrentar los operadores de red en casos de muy alta penetración, sobre todo concentrada en un mismo punto.

7.4. Posibles necesidades o estudios adicionales en las redes de distribución

De acuerdo con el documento IEEE Std. 1547.7-2013, los estudios de impacto de generación distribuida en redes eléctricas identifican potenciales problemas y las modificaciones a la red eléctrica que podrían corregir los problemas identificados en

dichos estudios.

El impacto depende de la tecnología de la generación distribuida, el punto de interconexión y las características propias de la red de distribución. Por ejemplo, el impacto de un generador distribuido conectado al final de un circuito de distribución (punto de conexión débil) es mayor que el caso en que el mismo generador se conectara cerca de la subestación (punto de conexión robusto). Asimismo, entre más grande el generador, mayor será su impacto en la red.

La interconexión de generadores distribuidos puede afectar un área específica de la red de distribución a cualquier nivel de penetración. Sin embargo, conforme la producción agregada de varios generadores distribuidos se acerca o excede la demanda local, esto puede afectar los flujos de potencia y las tensiones en el área.

El documento IEEE Std. 1547.7-2013 recomienda que la evaluación de impacto de interconexión de generadores distribuidos debe consistir de una serie de etapas de estudio que identifican la necesidad o no de estudios adicionales (convencionales o especiales). Los pasos a seguir son:

- **Revisión preliminar:** Se utiliza para determinar si el generador distribuido puede causar efectos adversos en la operación, seguridad y confiabilidad de la red. La revisión preliminar permite que pequeñas unidades de generación, y en condición de bajos niveles de penetración, sean revisadas de manera expedita e identificar la necesidad o no de estudios más detallados. La revisión preliminar está diseñada para ver si la conexión del generador distribuido hará que los equipos y elementos de la red operen fuera de los parámetros de diseño. Si esto no ocurre, los impactos serán mínimos y la revisión preliminar puede ser suficiente.

- **Estudios adicionales:** Si el resultado de la revisión preliminar indica la posibilidad de efectos adversos en la red, se deben realizar estudios adicionales que se clasifican en convencionales y especiales.

7.4.1. Estudios preliminares

La lista de estudios preliminares considera los siguientes aspectos:

1. Uso de equipo certificado, por ejemplo: IEC, IEEE, UL, etc. Se revisa el reporte de pruebas, o la hoja del fabricante que demuestra que el equipo ha sido certificado por un laboratorio acreditado.

2. Posibilidad de islas no intencionales. La revisión preliminar anti-isla se cumple satisfactoriamente cuando el generador a conectar tiene protección anti-isla,

cuando el nivel de penetración es bajo (producción agregada en un circuito es menor al 33 % de la demanda mínima de la línea cuando el generador está en operación) o cuando el equipo de generación se diseña para no inyectar a la red eléctrica.

3. Posibilidad de sobrecarga de equipos en red eléctrica. Se verifica que la suma de las capacidades nominales de los generadores distribuidos no superen la capacidad nominal del transformador al que se encuentran conectados. Asimismo, se verifica que la suma de las capacidades nominales de generadores distribuidos en un mismo alimentador no superan la capacidad del alimentador o subestación.

4. Impacto en sistema de protección. Se verifica que los generadores distribuidos no causan que ningún equipo de protección exceda el 85 % de la capacidad de interrupción de cortocircuito. Además, los generadores distribuidos en un mismo circuito no contribuyen a más del 10 % de la corriente máxima de falla en el punto de tensión primaria más cercano al punto de acople común. Además, el generador distribuido no causa sobretensiones durante una falla de línea a tierra.

5. Impacto en regulación de tensión. La revisión preliminar evaluará si el punto de conexión a la red es robusto y tiene la habilidad de resistir desviaciones de tensión causadas por el generador distribuido. El estudio también debe evaluar si el generador distribuido causará elevación de tensión por arriba de los límites permitidos o si la pérdida o variación de la generación causará una caída de tensión por debajo de los límites permitidos. Finalmente, se estudia si el generador distribuido causa altas tensiones en la red secundaria.

6. Impacto en calidad de la energía. En este estudio se evalúa que el generador distribuido no causa un flicker de corto alcance que excede 0,9 durante arranque u operación normal. Se evalúa si los saltos y huecos de tensión debido al flujo de potencia activa y reactiva por generación distribuida superan las variaciones aceptadas. Finalmente, se evalúa que la generación de armónicos del generador distribuido cumple los requerimientos establecidos en el Std. IEEE 1547.

7.4.2. Estudios convencionales

Cuando el generador a interconectar no cumple con alguno de los criterios de la revisión preliminar, el generador distribuido puede ser examinado usando estudios convencionales. Los resultados de estos estudios pueden indicar si los impactos son

aceptables, si se requieren medidas de mitigación, o la necesidad de estudios especiales más complejos.

Los estudios convencionales incluyen los siguientes puntos:

1. Simulación de flujos de potencia. Se evalúan sobre tensiones, fluctuaciones de tensión, sobre cargas, desbalances, entre otros. Estos estudios requieren del modelado de la red de media y baja tensión. Las simulaciones pueden incluir todo el circuito, o alguna sección en particular, dependiendo de las necesidades del estudio.

2. Estudio de cortocircuito. Se evalúa la contribución de los generadores distribuidos a la corriente de falla. Estos estudios son importantes para determinar si las capacidades de interrupción de los equipos de protección son excedidos.

3. Coordinación de equipos de protección. Estos estudios se realizan para asegurar que los diferentes equipos de protección de la red están coordinados tal que se logre alta velocidad de protección, operación confiable y buena selectividad de los relés de protección.

4. Sistema de aterrizamiento. El estudio debe confirmar que el generador distribuido no causará sobretensiones si el alimentador es desconectado del resto del sistema de distribución y el circuito del generador distribuido se aísla de la referencia a tierra.

Otros estudios incluyen revisión de sincronización, peligro de falla de arco e islas no intencionadas.

7.4.3. Estudios especiales

Estos estudios pueden ser necesarios cuando los estudios convencionales llevan a resultados marginales o cuando se anticipan impactos que no son estudiados convencionalmente. A continuación se resumen cuatro tipos de estudios especiales:

1. Simulación quasi-estática: Refiere a una secuencia de simulaciones de flujos de potencia con un paso de no menos de 1 s pero no más de 1 hora. Con estos estudios es posible evaluar controles discretos como cambiadores de derivación bajo carga, capacitores controlados automáticamente, entre otros. Este tipo de estudios permiten evaluar variaciones de producción de energía eólica y solar y su efecto en fluctuaciones de tensión.

2. Simulaciones dinámicas: Se refiere al análisis para modelar la respuesta de tensiones y frecuencia del sistema de potencia ante grandes perturbaciones. Los estudios incluyen estabilidad dinámica, capacidad de generadores distribuidos de operar en condiciones de baja tensión o frecuencia, entre otros.

3. Simulación de transitorios electromagnéticos: Estas simulaciones son apropiadas cuando el objetivo es investigar la respuesta instantánea del sistema con gran detalle. En el caso de generadores distribuidos, este tipo de simulación se realiza para verificar los sistemas de control y protección del generador, sobretensiones temporales y ferroresonancia.

4. Estudios de armónicos y parpadeo (*flicker*): El análisis de armónicos se debe realizar si un generador distribuido es una posible fuente de corrientes armónicas o si la red misma tiene problemas de armónicos. El riesgo de parpadeo debe ser evaluado para cualquier tipo de sistema de distribución. El parpadeo puede ser el resultado de cambios en la salida de los generadores distribuidos que producen cambios significativos de tensión.

8. Propuestas para la implementación masiva

8.1. Estrategia para superar las barreras técnicas y financieras detectadas

8.1.1. Barreras técnicas

Brindar apoyo técnico a las empresas distribuidoras en su preparación para afrontar los retos técnicos por la instalación masiva de generadores distribuidos en el futuro, y evitar la instalación no coordinada o sin la adecuada planificación y control.

Este apoyo puede lograrse con la promoción por parte del MINAE de un triángulo de cooperación entre el Gobierno, la academia y las empresas distribuidoras. Dicho apoyo incluye capacitación y realización de estudios, es importante que el enfoque de dicha colaboración sea la transferencia de conocimiento hacia el personal de las distribuidoras.

Adicionalmente, se deben realizar estudios realistas que estimen la adopción de sistemas de generación distribuida. El fin es crear planes de expansión que consideren las inversiones en nuevos equipos para el monitoreo y control de los generadores. Asimismo, dicho planes pueden incorporar las deferencias en la construcción de infraestructura; con esto se logra incorporar los beneficios de la generación distribuida y se evita tener activos varados.

8.1.2. Barreras comerciales

Superar las barreras comerciales es complejo puesto que depende fundamentalmente de los precios de los generadores distribuidos y condiciones de mercado en Costa Rica. Sin embargo, existen alternativas para impulsar mayor adopción de sistemas distribuidos si se generan nuevas oportunidades para financiar las inversiones.

Por ejemplo, a través de los bancos del Estado, se pueden impulsar líneas de crédito con tasas preferenciales para la generación distribuida. Así mismo, estos créditos

deben poder hacerse utilizando el sistema de generación como garantía. Aparte de la exoneración de impuestos para algunos componentes de sistemas fotovoltaicos, no existen incentivos para el sector. Actualmente en la Asamblea Legislativa está el Proyecto de Ley Exp. N 19.352 Ley de incentivos para el uso, financiamiento y adquisición de sistemas de generación de fuentes de energía renovable.

Adicionalmente, el Estado puede fomentar la instalación de este tipo de sistemas en sus propiedades para aumentar el tamaño del mercado y producir una reducción en los precios a los consumidores aumentando las economías de escala.

Finalmente la estrategia que puede tener impacto en el corto plazo es la reducción de los costos transaccionales para la interconexión y la obtención de la exoneración de impuestos. En la medida que estos trámites sean más expeditos y menos costosos para el usuario se reduce el costo total de la instalación del sistema.

8.1.3. Barreras regulatorias

Los aspectos legales y conceptuales han sido despejados por el dictamen de la Procuraduría General de la República (PGR) C-165-2015[1], donde se aclararon los temas del servicio público, la concesión o permiso, la regulación de la interconexión y el contrato entre la distribuidora y el abonado. Además, de acuerdo con la Procuraduría General de la República solo existe un programa de generación distribuida que es el que se regirá por el Reglamento emita el MINAE y lo correspondiente al Capítulo XII de la norma técnica AR-NT-POASEN.

Se debe tener presente que a pesar de la existencia de la ley 7200, que norma lo referente a energías la explotación en el ámbito privado de fuentes de energía no convencionales como la hidráulica, la geotérmica, la eólica y cualquier otra, esta no está diseñada para ser aplicada directamente a los sistema de generación distribuida de menor escala. Si bien con esta ley el pronunciamiento de la PGR se cierran algunos vacíos legales, algunas de las definiciones hace imposible una mayor adopción. Por ejemplo, la aplicación de la Ley 7200 para la venta de excedentes hace muy difícil implementar esta posibilidad.

De igual manera, la ARESEP debe diseñar e implementar un nuevo mecanismo para la tarifa de acceso que la convierta en una tarifa del servicio de distribución.

[1] `http://goo.gl/jNVKR9`

8.2. Propuestas de acción para incrementar generación distribuida

Se proponen cuatro focos de acción para promover la implementación de sistemas de generación distribuida en la CNFL. Estos cuatro focos consisten en:

1. Cambios tarifarios
2. Programa de generación distribuida propia
3. Cambios y/o creación en la reglamentación y legislación
4. Incentivos económicos

8.3. Cambios tarifarios

A partir de los resultados del presente estudio se encontraron los siguientes puntos problemáticos del modelo tarifario actual:

- La tarifa de acceso se cobra únicamente a los usuarios con sistemas de generación para autoconsumo: El concepto que ha pretendido el regulador es que la empresa reguladora logre percibir ingresos para sostener sus costos fijos; sin embargo, dichos costos son relevantes para todos los usuarios independientemente de si poseen o no un sistema de generación distribuida.
- La tarifa de acceso actual no es neutral para la empresa de distribución: El método de cálculo de la tarifa de acceso no garantiza en todos los casos que la instalación de generación distribuida sea transparente para los ingresos de la empresa de distribución.
- Reducción en el pico de demanda para usuarios de tarifa binómica: En el caso de usuarios con TG y TMT, el ahorro producido debido a la reducción de la potencia consumida es el principal incentivo económico.

La tendencia a nivel internacional ha sido sustituir el esquema de neteo sencillo y/o de pago por excedentes, por un esquema conocido por el Valor de la Energía Solar o *Value of Solar*.[2] Este esquema propone básicamente desacoplar los gastos de operación de las redes con los costos de la energía y darle al usuario que instala

[2]Taylor y col. 2015.

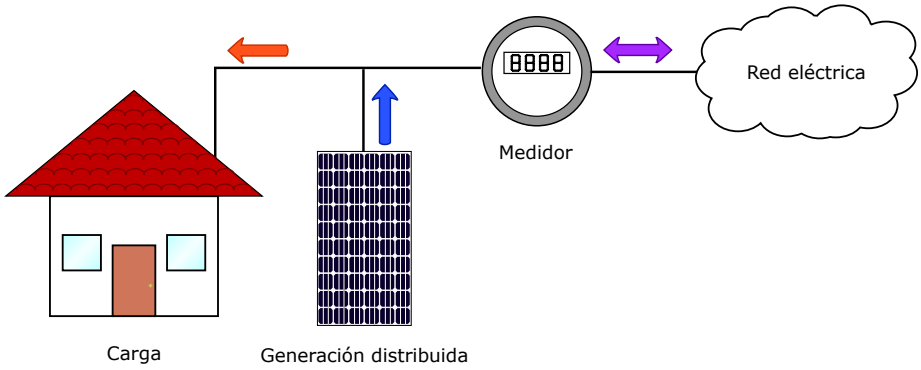


Figura 8.1.: Medición neta sencilla.

micro y mini generadores beneficios que están alineados con los que este le provee al sistema.

Si bien el Valor de la Energía Solar ha sido planteado para la generación solar, los conceptos pueden extenderse a otras fuentes de generación distribuida. En la siguiente sección se realiza una revisión de algunas metodologías utilizadas para calcular la tarifa de acceso o su equivalente.

Metodologías de tarifas para generación distribuida

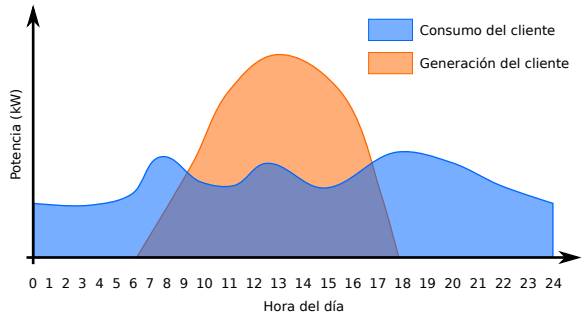
En general, existen dos implementaciones adoptadas para realizar un cobro o reconocer la energía generada por un generador distribuido: "Net Energy Metering" (NEM, medición neta sencilla) o "Feed-In Tariff" (FIT, tarifa de inyección).[3]

Medición neta sencilla El caso de NEM se representa en la Figura 8.1. En este caso, la tarifa que se cobra sólo dependerá de la energía neta (energía consumida menos energía generada) que tenga el cliente y que sea medida por un medidor bidireccional.

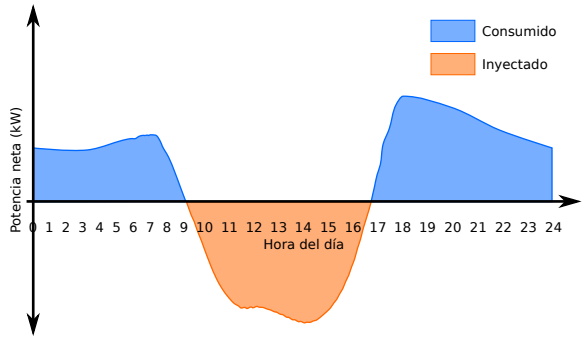
Así por ejemplo, si el cliente consume un total de 500 kWh al mes, pero su sistema de generación produce un total de 300 kWh al mes, entonces lo que se le cobra al cliente será equivalente a un consumo de 200 kWh más el costo de acceso a la red.

Por el contrario, si el cliente produce más de lo que consume, esta energía neta que entrega a la red puede ser reconocida de varias maneras: esta energía podría considerarse como una donación a la red, podría ser pagada por la compañía distribuidora en efectivo o podría ser reconocida por la compañía como créditos que se aplicarían en el cobro del mes siguiente. Aunque en la Figura 8.1 se muestra una residencia

[3]Linvill, Shenot y Lazar 2013.



(a) Potencia total



(b) Potencia neta instantánea

Figura 8.2.: Utilización de la red de distribución para un cliente con generación solar.

y un sistema de generación fotovoltaico, en la práctica, este tipo de tarifa se puede aplicar a cualquier tipo de cliente (Residencial, General o TMT) con cualquier tipo de tecnología para la generación de energía eléctrica distribuida.

La ventaja principal de este tipo de tarifas es que su implementación por parte de la distribuidora es muy sencilla, además es fácil de entender por parte de los clientes y el involucramiento del regulador es mínimo. Tecnológicamente hablando, sólo requiere un medidor bi-direccional y no hay necesidad de hacer mayores cambios operativos a los esquemas de facturación y administración.

El mayor problema de esta tarifa es cómo determinar el cobro de acceso a la red de manera justa para el generador distribuido y para la compañía de distribución. Por ejemplo, en la Figura 8.2, se muestra la potencia instantánea generada y consumida por cliente con generación solar propia.

Supóngase que la energía mensual neta es igual a cero, es decir, que el cliente consumió lo mismo que generó en el periodo de facturación. Bajo una tarifa neta sencilla, a este cliente no se le cobraría más que el consumo mínimo definido por la distribuidora, o lo que es lo mismo, el monto fijo que se cobra mensualmente por

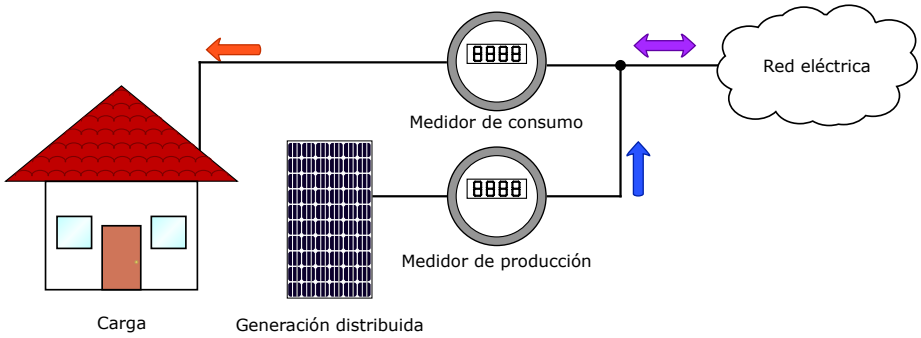


Figura 8.3.: Características del sistema FIT.

el servicio eléctrico. Desde un punto de vista general, sería como si el usuario no hubiera utilizado la red. Sin embargo, si se observa la Figura 8.2(b), claramente se puede apreciar que durante el día, este cliente estuvo continuamente utilizando la red eléctrica, ya fuera para consumir o inyectar energía.

Es decir, aunque el consumo neto fue igual a cero, el uso de la red fue continuo. Sin el servicio que brinda la red de distribución, el cliente no hubiera podido realizar los intercambios de energía y por lo tanto, desde un punto de vista de la compañía distribuidora, sería justo que el cliente pagara cierto cargo por mantenimiento y operación del sistema de distribución.

Tarifa de inyección En el caso FIT, se resuelve el problema de la dualidad generador-consumidor, utilizando un esquema como el de la Figura 8.3. Se puede observar que ya no se mide la energía neta del cliente, sino que se mide su consumo total y su producción total, posiblemente, con dos medidores distintos. La idea detrás de la metodología FIT es que el consumo del cliente se cobre con la misma tarifa que a los demás clientes en su misma franja tarifaria, mientras que la distribuidora reconoce su generación con una tarifa distinta a la de su consumo. En general, el reconocimiento de la tarifa de producción suele ser mayor que los costos evitados por la distribuidora, de manera que se logre promover la generación con base en alguna tecnología de interés para la distribuidora o para el gobierno,[4] aunque no necesariamente deba ser así, por lo que la distribuidora podría bien pagar esta generación a un precio menor o igual al precio de compra de su energía a un generador tradicional.

Entre la ventajas que tiene esta metodología, se encuentra que el acceso a la red siempre es reconocida, pero tiene la desventaja de ser ligeramente más compleja de entender por parte del cliente, además de necesitar la presencia de dos medidores. De acuerdo con Linvill, Shenot y Lazar (2013), la metodología FIT no es muy utilizada

[4]Linvill, Shenot y Lazar 2013.

en Estados Unidos, pero sí es más extendida en Europa. La dificultad principal es el cálculo del valor de la remuneración por la energía generada, puesto que determinar el valor de dicha energía no es un problema trivial.

Una propuesta para resolver este asunto, es una nueva metodología implementada recientemente en Austin y Minnesota, llamada "Valor de la Energía Solar" o *"Value-of-Solar (VOS)"* en inglés. Esta metodología de tarifa es semejante a FIT, en el sentido de que el usuario compra el total de la energía consumida y vende el total de energía generada. La diferencia radica en que el precio de la energía solar entregada:

> "se calcula identificando los beneficios tangibles y los costos reales que la energía solar provee al sistema eléctrico. El valor de cada uno se suma para formar una tarifa de compra de generación solar. Los beneficios para el sistema eléctrico pueden incluir la disminución de costos por el aplazamiento en compra de energía, capacidad, transmisión y distribución, la disminución de pérdidas en las líneas así como beneficios ambientales. Esta tarifa también incluye los costos en los que se incurre por la integración de la generación solar en el sistema eléctrico o por proveer servicios de transmisión y distribución en conexión con los sistemas solares"[5]

Esta tarifa debe ser decidida por el ente regulador y puede ser variable con el tiempo. Se debe notar que la tarifa de VOS está desagregada, es decir, se debe tener claro el precio de cada uno de los componentes para definir la tarifa final.

También podría existir el caso en que la compra de la energía no se haga del total generado, sino que sólo se compre el exceso de energía. Pero a diferencia del NEM, el precio de este exceso sería distinto al precio de compra.

Dependiendo del mercado o del ente gobernante, el precio de una tarifa VOS puede ser mayor al precio de venta de energía al pormenor. Esto se puede deber a diferentes factores: necesidad de contar con una cantidad mínima de energía limpia, incentivos para la instalación de sistemas de generación de energía renovables o simplemente que en realidad, el costo evitado de aceptar la energía solar es grande en comparación con otras opciones de compra de energía.

En el caso de Costa Rica, se podría argumentar que un tipo de metodología como la FIT o la VOS, en la que se vende la totalidad de la energía, podría reñir con la Ley 7200 de generación privada. Además, dado el pronunciamiento de la Procuraduría General de la República[6] y su decisión de que la venta de excedentes requiere concesión de servicio público, en este trabajo se le dará más importancia a las meto-

[5] Taylor y col. 2015.
[6] `http://goo.gl/jNVKR9`

dologías de tipo NEM, o metodologías tipo FIT que no impliquen la venta total de la energía generada.

Otros autores han propuesto un esquema diferente para el caso de neteo sencillo que se llama "Tarifa de distribución bidireccional".[7]

Este procedimiento consiste en separar claramente cada uno de los rubros de facturación, a saber costos de distribución, generación, transmisión y gastos fijos. La idea de la tarifa entonces es que, continuamente se esté registrando la energía que se consume o se entregue a la red. En los momentos en que los abonados con generación distribuida consumen de la red, se le cobrará igual que a cualquier otro abonado. Sin embargo la energía que se inyecte a la red, se le reconocerá al abonado generador los costos de generación y transmisión, pero se le cobrará los costos de distribución y cargos fijos. De esta manera, los costos de las empresas distribuidoras siempre se tomarían en cuenta, sin importar si el uso de la red se realiza en la forma de inyección o de consumo.

De esta manera, si los cálculos tarifarios son correctos y justos, la empresa distribuidora no debería verse en problemas financieros, puesto que sus costos se verían siempre reflejados en la tarifa. Pero, esta tarifa entonces debería ser aplicada a todos los clientes de la Distribuidora, independientemente de si ha instalado o no sistemas de generación para autoconsumo. La ganancia del cliente generador estaría entonces en la reducción de su factura por concepto de energía. Es claro entonces que, para tener una tarifa justa, primero se debe desagregar los costos y cobrar a cada cliente lo que corresponde. En la sección siguiente se presenta una propuesta con una idea semejante a esta, pensada para encajar en los esquemas tarifarios para Costa Rica.

Esquema tarifario para Costa Rica

Con base a la literatura y a los resultados que se han obtenido en las diferentes etapas del presente estudio, se ha concluido que el esquema tarifario para los sistemas de generación distribuida debe tener las siguientes características:

- Justa para la distribuidora y para los usuarios que no instalan un sistema de generación distribuida.
- Compensación justa para los usuarios que instalen un sistema de generación.
- Desacoplar el cobro de costos fijos del consumo de energía.
- Abreviada y sencilla de administrar.

[7] Linvill, Shenot y Lazar 2013.

El sistema actual, con tarifa de acceso calculada sobre los kWh generados (y consumidos por el abonado), no es capaz de incorporar estos elementos y en algunos casos funciona de forma opuesta. Esto se debe a que este sistema está diseñado para funcionar en conjunto con el sistema de tarifas que ya existe en el país y que utiliza únicamente el consumo para calcular los cobros.

Esquema propuesto El cobro por el servicio de electricidad debe estar compuesto por tarifas independientes divididas adecuadamente entre los componentes que se cobran por la prestación del servicio: la energía, transmisión, distribución y los cobros no relacionados con el servicio eléctrico que recaudan las empresas de distribución, en este caso el tributo a los bomberos. Además, los ingresos de cada uno de los componentes de la cadena de entrega de energía deben garantizar su mantenimiento y expansión.

Desde este punto de vista, si se divide la tarifa en sus componentes, la noción de la tarifa de acceso a la red, tal y como se entiende actualmente, desaparece. Los costos de la empresa de distribución que se deben a gastos e inversiones en mantener determinada capacidad, más bien se cargan de manera transparente a todos los usuarios y no solo a los clientes con generación distribuida.

Bajo este planteamiento, la tarifa del servicio de distribución tiene dos componentes:

- Costos fijos de administración del sistema y de operación.
- Costos variables de acuerdo a la disponibilidad de potencia requerida.

En Costa Rica existe una política pública social que busca favorecer a los consumidores de electricidad de menos recursos mediante subsidios cruzados de acuerdo al nivel de consumo y clase de cliente (Tarifa residencia (TR), Tarifa General (TG), Tarifa de media tensión (TMT)). En el desarrollo de esta propuesta tarifaria no se trata el mecanismo de balance de dichos subsidios, puesto que esto está fuera del alcance de la consultoría. Adicionalmente, cabe resaltar que la aplicación de dichos subsidios puede afectar la efectividad de los esquemas propuestos.

Por último, la propuesta tiene el objetivo de resolver un potencial problema del sistema de distribución únicamente, debido a que los posibles impactos de la generación distribuida en el sistema de transmisión y generación se pueden presentar en escenarios de muy alta penetración. Dichos niveles de penetración no se van a presentar en el corto ni mediano plazo en Costa Rica, sin embargo es de utilidad que el sistema tarifario tenga en cuenta esta situación.

Con base en los principios previamente mencionados, la propuesta es realizar el cobro de los componentes del servicio de electricidad de la siguiente forma:

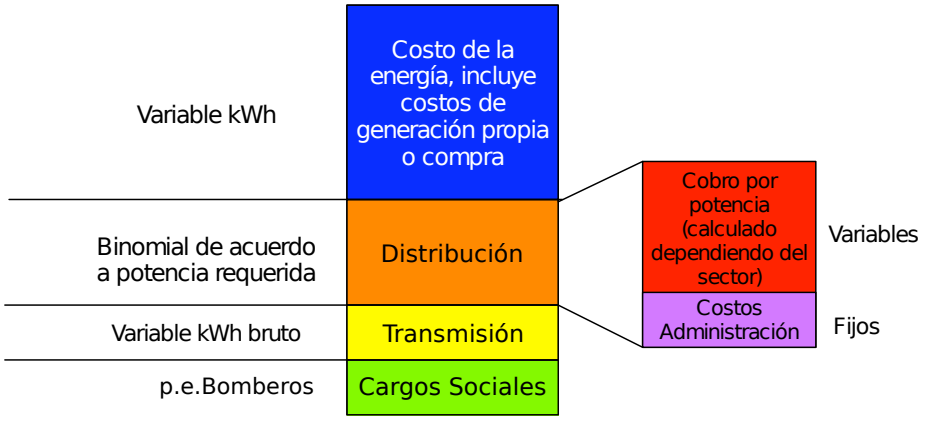


Figura 8.4.: Distribución de la tarifa para los usuarios.

- Cargos sociales: Corresponde a los costos sociales, bomberos, alumbrado público y otros.
- Transmisión: Mantener el sistema actual y transferir los costos al usuario directamente con base en el consumo volumétrico [8].
- Distribución: Nueva tarifa del sistema de distribución que debe incluir el componente fijo de interconexión, además una variable por potencia por disponibilidad del sistema.
- Energía: El costo de la energía consumida que incluya los costos del sistema de reservas, regulación y otros.

El esquema de tarifa se muestra en la Figura 8.4, los componentes de cobro de Transmisión y Cargos sociales, que hoy en día se hace respecto a los kWh consumidos, se mantienen y se calculan respecto al consumo de energía bruto[9]. En el caso de la Distribución y la Energía, su cobro se hace con respecto al consumo (o demanda) neto. Para este estudio, el enfoque es principalmente hacia la tarifa de acceso del sistema de distribución y de tal forma se supone que el cobro de la tarifa de transmisión no cambia, lo mismo aplica para el caso de bomberos.

La tarifa fija común para todos los usuarios del sistema de distribución, provee los ingresos necesarios para los administración. Incluye costos como el mantenimiento del sistema de facturación, departamentos legales, contables, etc. En el sistema

[8] consumo bruto de kWh del usuario

[9] se utiliza un medidor de energía bruta o sistema de doble medidor como el que ya está planteado por ARESEP

tarifario propuesto este se calcula tomando los costos comunes mencionados independientemente de su nivel de consumo o tipo de usuario, y se divide entre el número total de abonados de la siguiente forma:

$$T_{fija} = \frac{COAF}{N} \tag{8.1}$$

donde:

T_{fija}	Tarifa integrada fija al usuario del sistema de distribución.
$COAF$	Total de costos administrativos y facturación [colones]
N	Número de abonados empresa de distribución.

En el caso de la tarifa de capacidad el cálculo puede darse de varias formas de acuerdo al criterio del regulador. En este estudio se propone la siguiente alternativa puesto que se puede implementar de forma expedita:

$$T_{potencia} = \frac{OPEX_{dist} + CAPEX_{dist}}{Pot_{res} + Pot_{cont}} \tag{8.2}$$

donde:

$T_{potencia}$	Tarifa que deberá pagar cada cliente por concepto de demanda.
$OPEX_{dist}$	Total de costos operativos del sistema de distribución.
$CAPEX_{dist}$	Total de costos capitales de expansión y operación de la red de distribución (en un contexto de aumento mínimo en el consumo este componente debería ser muy pequeño).
Pot_{res}	Capacidad total clientes residenciales.
Pot_{cont}	Capacidad total contratada clientes TG y TMT.

en este caso, se realiza el cobro del cargo por capacidad de acuerdo a la demanda total en el sistema por el servicio de capacidad. El esquema propuesto hace una diferenciación entre el cargo por capacidad a los clientes residenciales y el cargo a los clientes TG y TMT quienes contratan una capacidad determinada.

En el caso de la CNFL, de acuerdo con el expediente ET-027-2015, el costo total de operación y administración de la red de distribución se puede aproximar del margen de intermediación solicitado. De acuerdo con lo expresado por la CNFL, se requieren en promedio 27 colones/kWh como margen sobre la energía comprada al ICE para mantener las operaciones de la compañía. El objetivo del sistema propuesto es desacoplar dichos costos del consumo de energía y canalizarlos a través del cobro por capacidad.

Desde el punto de vista de los abonados, la propuesta para el cobro de este servicio

es la siguiente:

- Tarifa General: Los usuarios deben cancelar un costo fijo para cubrir los costos administrativos del sistema de distribución, más una potencia pico contratada de acuerdo con las necesidades del consumidor. Este sistema básicamente cambia el sistema de la tarifa binomial que se basa en la potencia medida a uno donde el nivel de potencia requerido está determinado por el usuario.

- Tarifa Media Tensión: Los usuarios deben cancelar un costo fijo para cubrir los costos administrativos del sistema de distribución, más una potencia pico contratada por periodo (punta, valle, nocturno) de acuerdo con las necesidades de potencia del consumidor como es el caso previamente propuesto para la tarifa general. A pesar de que la tarifa por picos de acuerdo al periodo está originalmente ligado a la actividad de generación, en este caso es una herramienta para la empresa distribuidora y el abonado para coordinar los picos concurrentes con los demás sectores grupos de consumidores.

- Tarifa Residencial: Los usuarios deben pagar una tarifa fija de distribución que incluye el costo fijo de administración y el costo de suministrar la demanda pico del sector residencial prorrateado entre todos los usuarios. En vista de que el comportamiento de la demanda residencial es bastante homogéneo, y que es poco probable que un usuario residencial conozca sus necesidades de demanda para contratar el servicio, resulta más sencillo asumir que todo el sector se comporta como una sola demanda. La fórmula de cálculo del componente de capacidad para el sector residencial sería:

$$T_{potencia_{res}} = \frac{T_{potencia} \cdot Pot_{res}}{N_{res}} \tag{8.3}$$

donde:

$T_{potencia_{res}}$	Tarifa que deberá pagar cada cliente residencial por concepto de demanda.
Pot_{res}	Demanda total del sector en el pico.
N_{res}	Total de clientes residenciales.

La propuesta se basa en el hecho que la mayoría de los costos asociados con el servicio de distribución están relacionados con mantener un nivel determinado de capacidad en el sistema. Adicionalmente, con este esquema es posible realizar inversiones en el sistema de distribución de acuerdo a las necesidades directas de los

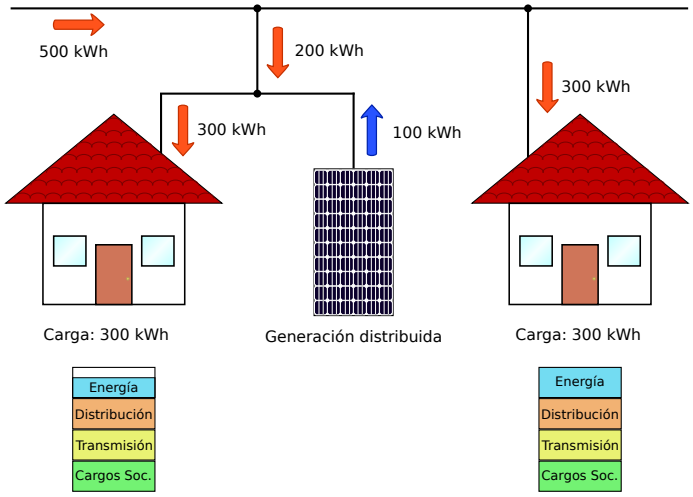


Figura 8.5.: Ejemplo de aplicación de la tarifa propuesta, si el generador no produce más de lo que consume.

usuarios, evitando sobre instalaciones, puesto que los clientes más propensos a requerir alta capacidad (TG y TMT) acaban por utilizar y pagar la capacidad que requieren.

De esta forma, el cobro por energía pasaría a funcionar de la misma forma como se realiza el cobro por el Costo Variable de Combustibles (CVC). Los costos de la energía se trasladan directamente al usuario, ya sea generada localmente en las distribuidoras o la compra al ICE. El método propuesto además permite mayor transparencia para el usuario, puesto que este puede tener mayor información sobre el origen de los cobros que se realizan.

Ejemplo de aplicación del sistema tarifario propuesto: En esta parte del informe se presenta una serie de casos simplificados para ejemplificar la aplicación de la tarifa.

Cliente residencial: Considérese el caso de dos abonados tal y como se presenta en la Figura 8.5. En el ejemplo, dos usuarios tienen un consumo similar al mes (en este caso 300 kWh). Bajo el nuevo esquema, ambos clientes pagan el mismo costo de acceso que corresponde a los costos administrativos fijos del sistema de distribución más un cargo por el pico de potencia. En el caso que el usuario uno instale un sistema fotovoltaico (en este caso, el sistema fotovoltaico genera 100 kWh al mes), este verá una reducción únicamente en el componente de la tarifa relativo a la energía.

De esta forma, el costo para la empresa de distribución de mantener la infraestructura para suministrar energía en el pico de demanda de ambos clientes se paga

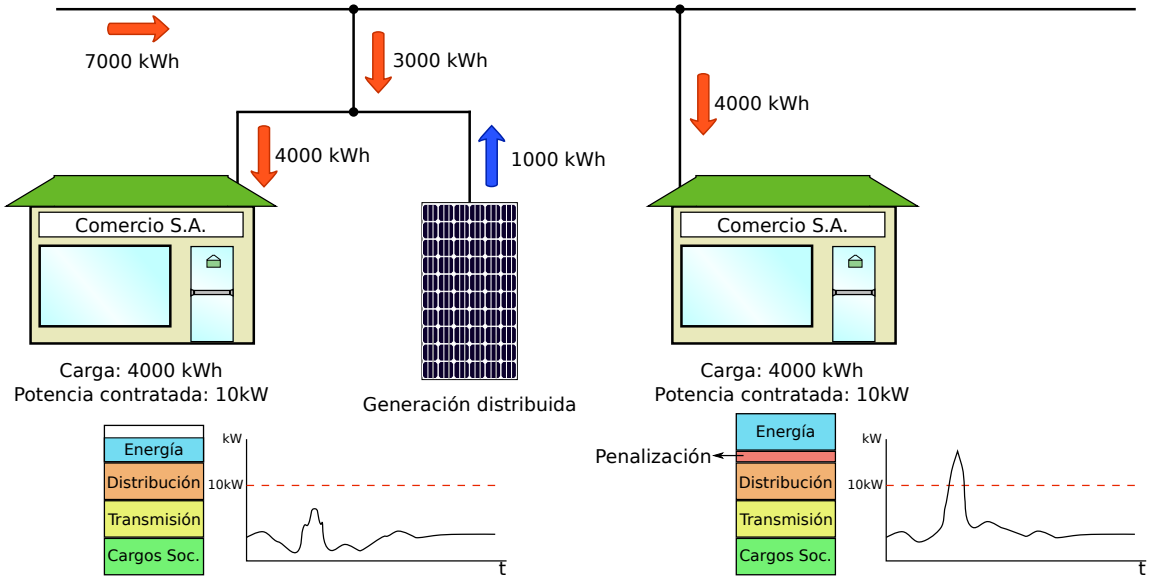


Figura 8.6.: Ejemplo de aplicación de la tarifa propuesta para los clientes con Tarifa General.

mediante el cobro a la potencia del sector residencial. Así mismo los costos administrativos como la recolección de información de medidores, sistema de cobro y otros se recupera mediante el cobro de cargos fijos.

Hay que notar que en este caso, la empresa distribuidora seguirá recibiendo la compensación necesaria en la forma de costos fijos. Debido a que se va a trasegar menos potencia a través de la red de distribución, en teoría también sus costos variables deberían disminuir. Pero esta disminución del costo, al ser prorrateado entre todos los usuarios residenciales, debería incidir en una reducción de la tarifa para todos los clientes. Por supuesto, con una penetración baja de generación distribuida, esta rebaja sería despreciable.

Cliente TG: En el caso del cliente TG este deberá contratar una capacidad determinada del circuito de distribución que satisfaga sus necesidades de potencia pico independientemente de la instalación de un sistema de generación distribuida. En la Figura 8.6, supóngase que se tienen dos clientes comerciales con un consumo y una demanda muy parecidas, cercana a los 4000 kWh. Estos abonados firman un contrato con la empresa distribuidora con el cual, la empresa les garantiza una demanda pico a un precio determinado. Este precio deberá ser fijado por la Autoridad Reguladora de manera que se cubran los costos marginales. En el caso que el abonado supere esta demanda pico, entonces la distribuidora le hará un cargo de “penalización” que tendrá un precio por kW más alto que con la tarifa contratada.

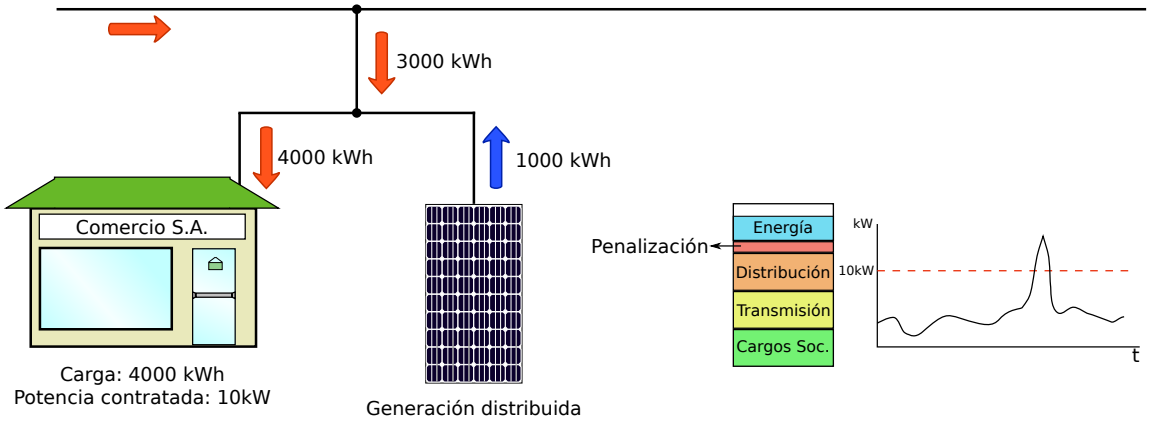


Figura 8.7.: Aplicación de la tarifa propuesta, pero con el caso en que incluso el generador distribuido deberá pagar una penalización por demanda.

El usuario entonces tiene dos opciones: contratar una demanda tal que se garantice que nunca incurrirá en la penalización, o contratar una demanda que apenas cubra sus necesidades energéticas, con la esperanza de que, si incurriera en una demanda mayor de la contratada, esta no sea muy superior a este límite.

En el ejemplo de la Figura 8.6, ambos clientes contratan un servicio de 10 kW. En este caso, el primer abonado instala un sistema fotovoltaico que le suministra energía precisamente en el momento de mayor consumo. En ambos casos, los costos por distribución que sirven para pagar el servicio de la Empresa Distribuidora no se ven afectados por la instalación de los sistemas fotovoltaicos, puesto que el cliente se había comprometido con anterioridad a pagar una demanda de 10 kW. El cliente que no cuenta con un sistema de generación, por unos instantes, superó el límite contratado, y por lo tanto se le penaliza.

El beneficio para el cliente con generación distribuida entonces consiste en dos aspectos: por un lado, se le cobra menos energía puesto que 1000 kWh de su consumo no están siendo comprados de la distribuidora, y por el otro lado, evita la penalización en la que incurriría por superar la demanda contratada.

Con esta tarifa entonces, se esperaría que la instalación de sistemas fotovoltaicos sea atractivo para el sector con tarifa general, pero sin dañar las finanzas de la empresa distribuidora. En este caso, la energía no comprada al ICE correspondería en primera instancia, a un ahorro en la compra de combustible fósil para generación térmica, que es una de las metas que tiene Costa Rica para llegar a ser carbono neutral.

Ahora bien, considérese el caso que se presenta en la Figura 8.7. Aquí, el cliente con generación distribuida no es capaz de reducir su pico máximo de demanda. Es más,

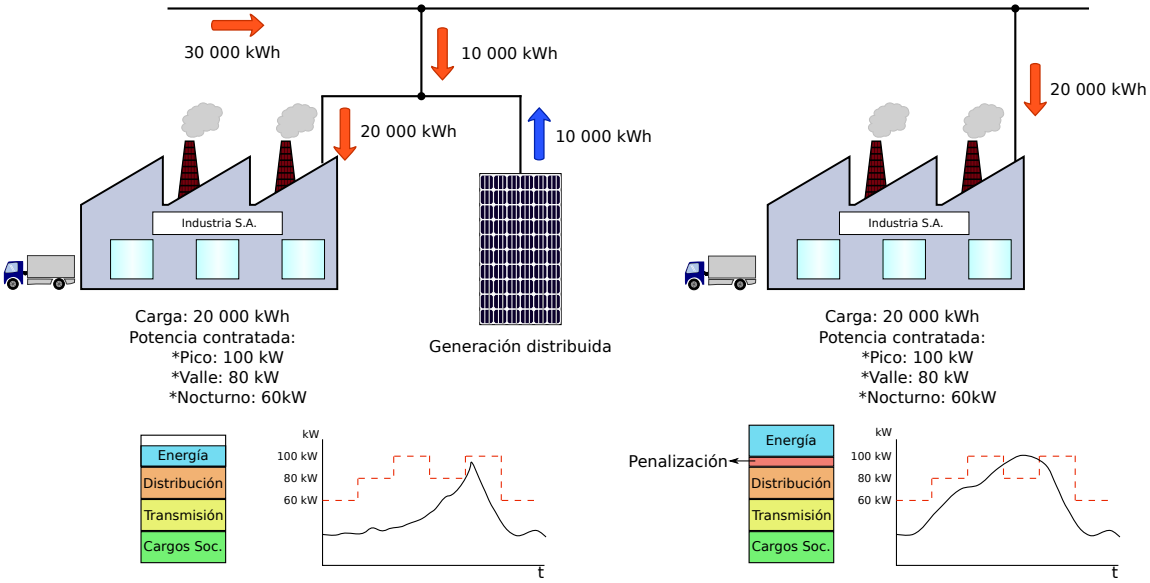


Figura 8.8.: Caso de ejemplo para los clientes con tarifa TMT.

este pico supera al límite contratado por el cliente. Entonces, aunque logra reducir su rubro de energía, igualmente debe pagar una penalización por tener una demanda superior al límite contratado.

Es claro entonces que con el esquema tarifario propuesto, las distribuidoras no deberían afrontar una disminución en sus ingresos que afecten el correcto funcionamiento del sistema eléctrico ni de su esquema administrativo. Es más, si la distribuidora conoce de antemano la demanda máxima que sus clientes desean consumir, entonces podría planear de una manera más certera sus inversiones, las compras de energía al ICE y su producción de energía propia, de manera que siempre se brinde un servicio de calidad al menor precio posible.

Cliente TMT: En el caso del cliente cliente TMT, la tarifa que se plantea para cubrir sus necesidades de potencia pico, implican un contrato diferenciado por periodo (valle, punta, nocturno), de la misma forma que se hace en la actualidad. Con la diferencia que el cliente deberá, de antemano, contratar una potencia máxima para cada uno de los periodos.

Tómese como ejemplo el caso de la Figura 8.8. Ambas industrias tienen un consumo semejante y contratan la misma demanda en todos los periodos. Se debe notar que ambas empresas están contratando más energía en periodo de punta que en valle o nocturno. Esto no necesariamente debe ser así, puesto que bien podría ser que una empresa decida contratar más potencia en periodo de valle, de manera que sus costes

disminuyan (suponiendo por supuesto que el precio que la Autoridad Reguladora fija, sea mayor en periodo de punta que de valle).

En el caso de la empresa que no instaló sistemas fotovoltaicos, su contratación de potencia pico para cada una de las franjas horarias fue bastante acertada. Sólo que para el caso que se muestra, la empresa esperaba tener su pico de demanda máximo al medio día, durante uno de los periodos de punta. Sin embargo, por alguna razón, este pico se trasladó de franja y cayó en un periodo de valle. Por esta razón recibiría una penalización por ello, para compensar los gastos de la distribuidora.

Este mismo problema sucedió en la empresa que cuenta con un sistema fotovoltaico. Sin embargo, debido a la generación que se tuvo durante todo el mes logró que su pico de demanda más grande cayera justamente en un periodo de punta, pero con un valor pico menor al contratado, por lo que además de disminuir su consumo de energía, logró evitar la penalización y además logró hacer coincidir su pico de demanda real con los valores contratados.

La energía para estas empresas también tendrá un valor distinto dependiendo de la franja horaria. Debido a esto, una empresa podría decidir trasladar sus operaciones a un horario nocturno o distribuir su producción a lo largo de las 24 horas del día. En estos casos, podría ser posible que la instalación de sistemas fotovoltaicos no sea rentable. Si por el contrario, debido a la naturaleza de su negocio, la mayor cantidad de energía se consume durante el día, es más probable que un sistema fotovoltaico logre disminuir la factura del cliente de una manera importante.

En el ejemplo, los clientes contrataron una demanda más alta durante el periodo de punta, sin embargo esto no debe ser necesariamente así. Podría darse el caso en que una industria decida contratar más demanda en un periodo valle, ya sea porque por su naturaleza, consumen más en ese periodo o porque mediante una reorganización de su producción, logren consumir más electricidad cuando esta es más barata. No obstante, la penalización por sobrepasar la demanda contratada en periodo de punta es mayor que la penalización en otros periodos, y por lo tanto, la empresa debe ser muy cautelosa a la hora de contratar sus niveles de demanda durante los distintos periodos.

Igual que en los casos anteriores, para la compañía de distribución esto no debería representar un problema a sus finanzas, puesto que los costos de distribución se contratarían con anterioridad. Esto además le permitiría a la empresa distribuidora conocer los posibles picos de demanda, de manera que, incluso, podría lograr coordinar entre distintos clientes con tarifa TMT, de manera que se logre balancear el consumo a lo largo del día. Esto podría tener el beneficio de que permitiría a la empresa distribuidora aprovechar mejor su instalación y retardar la necesidad de realizar mejoras a la red de distribución.

Potenciales dificultades en la aplicación del modelo El modelo propuesto permite mayor transparencia en el cobro de la tarifa eléctrica, y realiza una asignación de los costos de mantener la capacidad requerida para atender la demanda en el sistema de distribución acorde con las necesidades de los usuarios. Sin embargo, existen dificultades en su implementación y algunos potenciales efectos adversos que surgen fundamentalmente del naturaleza del sistema de distribución y su uso compartido por los usuarios.

- Se producen subsidios cruzados entre clientes dispuestos a pagar por niveles altos de capacidad de potencia y quienes no: Este fenómeno es similar a los que sucede con la confiabilidad, si en un ramal de distribución se instala un cliente que requiere mayores niveles de confiabilidad los usuarios que comparten el ramal se ven beneficiados.

  A pesar de que los subsidios cruzados son un efecto no deseado, en este caso el efecto neto de mantener la infraestructura y promover que los abonados dispuestos a pagar por mayor capacidad sostenga ese costo produce un mayor beneficio social.

- Determinar el costo por cobrar por el kW de capacidad puede resultar en un ejercicio de contabilidad regulatoria complejo: La separación de los gastos de la compañía de distribución entre los gastos operativos y administrativos puede resultar compleja. Adicionalmente pueden presentarse ciertos traslapes entre los roles de ciertos departamentos complicando los cálculos.

  Por otro lado, ya en el país se está buscando regular las actividades de las empresas distribuidoras con mayor detalle, algunos de los pasos han incluido la separación contable de sus actividades de generación con las de distribución y la creación de una base de datos de unidades constructivas. Esta tendencias permitirá mayor transparencia sobre las actividades de la empresa y queda a discreción del regulador determinar la asignación de tareas a las actividades de operación y administración.

8.3.1. Tarifa de acceso tipo FIT con excedentes y consumos netos

De acuerdo con conversaciones con personeros de la CNFL, una propuesta de cobro de acceso sencilla podría corresponder a un sistema tipo FIT para los excedentes y consumos netos de los clientes.

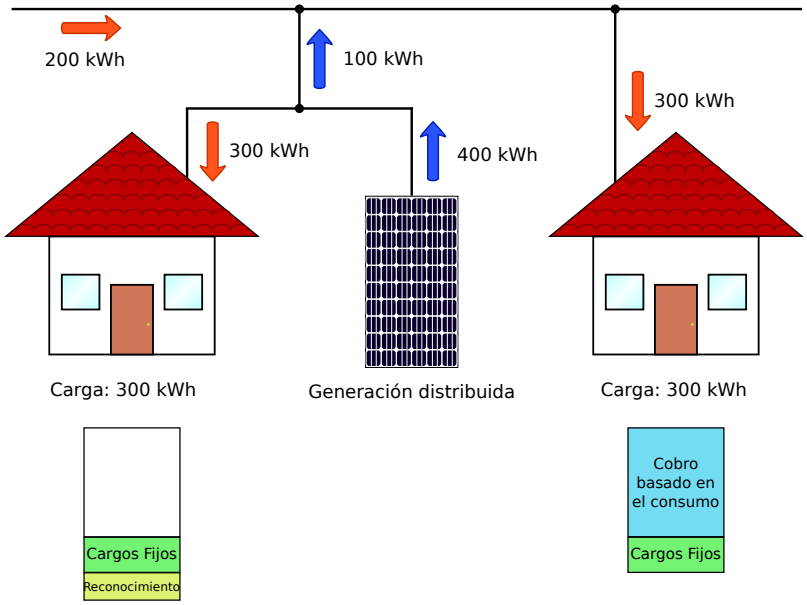


Figura 8.9.: Ejemplo pago de excedentes tipo FIT.

Desde el punto de vista de los pagos de excedentes, mientras que la compañía de distribución mantenga un ingreso para su operación y adicionalmente se le reconozca su disponibilidad por potencia del sistema no debería haber problema con este esquema.

El reconocimiento de los excedentes debería realizarse al costo de oportunidad de la energía del sistema de distribución que de todas formas ya se calcula por parte de ARESEP. El ejemplo de aplicación se observa en el circuito en la Figura8.9, donde se muestra que la energía excedente del abonado con panel fotovoltaico se "re-vende" en el abonado vecino. Para el vecino la fuente de donde se origina esta energía no es relevante siempre y cuando pague el mismo precio, que sería nuevamente el costo de oportunidad del sistema.

Calcular una tarifa fija por pago de excedentes puede resultar pernicioso para los usuarios con GD o la distribuidora dependiendo de la temporada y el año. Por ejemplo, en épocas de alta producción hidroeléctrica, dicha tarifa puede resultar más costosa que la producción local de la empresa de distribución. De hecho este argumento se utilizó en las audiencias de ARESEP como contraposición. Por el otro lado, en momentos donde el costo de la producción en la red sea mayor que la tarifa, el usuario se vería afectado puesto que no se le reconoce apropiadamente el valor de la energía que está entregando a la red.

Esta estructura tarifaria también se puede aplicar utilizando dos medidores, uno

que contabilice el consumo total y otro que se encargue de la generación total. De esta manera, se podría continuar cobrando el alumbrado público y el tributo a bomberos tal y como se hace actualmente (de acuerdo con el consumo total)

8.3.2. Tarifa de distribución bidireccional

Este procedimiento propuesto por Linvill, Shenot y Lazar 2013, consiste en separar los costos de distribución a los de energía y gastos fijos y cobrar los gastos de distribución, para el total de energía trasportada por la red, ya sea que esta energía fuera tomada o enviada a la red.

En el caso de los costos de energía, los kWh enviados por el cliente serían pagados por la empresa distribuidora al generador distribuido al precio que corresponda, de acuerdo con la Entidad Reguladora. En otras palabras, este tipo de tarifas cobraría al generador distribuido exactamente lo mismo que le cobraría a cualquier otro cliente cuando este estuviera consumiendo de la red, pero, en el momento de que entregue energía a la red, la empresa le reconocería la parte de la tarifa correspondiente a la energía, pero le cobraría la distribución, por el uso que está haciendo de la infraestructura de la red.

Esta metodología se puede considerar como un caso intermedio entre las dos metodologías presentadas anteriormente, en el sentido de que, el cobro del servicio eléctrico se separa en cada uno de sus componentes, pero el cobro no se hace exactamente mediante un neteo sencillo puesto que el componente de distribución se cobra tanto si se entrega energía a la red como si se consume.

Esta es una metodología que debería considerarse también, si se busca un reemplazo para la tarifa de acceso actual.

8.4. Programa de generación distribuida propia

8.4.1. CNFL como generador distribuido

Esta opción plantea que CNFL sea la dueña de los sistemas de generación y que, mediante un contrato, los clientes de la distribuidora permitan instalar estos sistemas en sus propiedades. El cliente entonces se convertiría en un socio de negocio de la compañía, logrando reducir su tarifa eléctrica sin la necesidad de adquirir un micro o mini por cuenta propia.

Para analizar esta propuesta, se requiere considerar si el costo de la energía generada bajo este esquema es inferior a otras estrategias de generación que tiene disponibles CNFL. Desde el punto de vista técnico, las necesidades de monitoreo, planificación y

cambios operativos no cambian. El único beneficio que CNFL no estaría aprovechando es el de trasladar los riesgos financieros a los interesados en instalar los sistemas de generación.

Puesto que la CNFL sería la dueña de los equipos, ella misma podría implementar algún tipo de mecanismo que permita controlar o ubicar la generación y evitar así problemas técnicos en la red como sobretensiones, sobrecargas, cambios repentinos en el flujo de energía, etc.

Este programa podría eventualmente resultar beneficioso para el sector de importación e instalación, puesto que incrementaría el tamaño del mercado. Ahora bien, es posible preguntarse bajo qué criterio la CNFL consideraría una propiedad adecuada para la instalación del sistema de generación y qué mecanismos deberían emplearse en caso de vandalismo, robo, venta de la propiedad, etc.

Asimismo, habría que definir y evaluar metas de instalación y de generación para dicho programa y que estos respondan a un plan director del gobierno en el tema de generación distribuida. Sin embargo, la opción planteada deja de ser *generación distribuida para autoconsumo* y pasa a ser generación distribuida de pequeña escala.

8.4.2. CNFL como vendedor de sistemas fotovoltaicos

Otra posible manera de implementar el uso masivo de sistemas fotovoltaicos es que la misma CNFL se convierta en un distribuidor de páneles. Es posible que la CNFL pueda aprovecharse de mejores precios por comprar los sistemas en grandes cantidades y que éste a su vez venda los sistemas de generación a un precio más accesible para sus abonados.

La CNFL podría subcontratar la instalación de los sistemas a empresas privadas y contabilizar este costo en el precio de venta del sistema fotovoltaico. De esta manera, la CNFL tendría un mayor control sobre la cantidad y localización de los generadores distribuidos y podría, incluso, realizar un precio diferenciado de los sistemas fotovoltaicos ya sea para promover o ralentizar el crecimiento de los sistemas, dependiendo de las necesidades y de la capacidad de sus circuitos.

8.5. Cambios y/o creación en legislación y reglamentación

Actualmente, tomando en cuenta la respuesta de la Procuraduría General de la República, la opción de la venta de excedentes por parte de los generadores distribuidos queda prácticamente descartada, puesto que, al considerarse un servicio público, las

personas que desearían tener este tipo de modalidad deberán acogerse a lo que indica la Ley 7200 “Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela”, lo que resultaría muy costoso y engorroso para los abonados comunes de las distribuidoras.

Si dentro de la definición del servicio de generación se deja por fuera de la Ley 7200 la categoría de autoconsumo con venta de excedentes, podría proponerse que la Ley 7200 no aplique para sistemas cuyo objetivo principal es suplir parcialmente las necesidades de energía eléctrica y que en algunos casos puede operar inyectando energía a la red. Los limites de potencia y energía para dichas instalaciones podrían estar definidas por el ente regulador del servicio de generación o en la misma ley.

Una vez resuelto este problema, se podría evaluar las opciones tipo FIT o Valor de la Energía Solar explicado anteriormente.

Desde otro punto de vista, también podría ser posible crear un reglamento que promueva y/u obligue a los desarrolladores de soluciones habitacionales para la clase media alta/alta, a instalar sistemas fotovoltaicos directamente con las nuevas construcciones. Así como se les obliga a las construcciones de cierto tamaño a contar con sus propias plantas de tratamiento de aguas residuales, se podría pensar en obligarlos también a proveer, en un nivel determinado, de la energía que se llegaría a consumir en la nueva construcción. Este tema iría de la mano con el tema del financiamiento que se toca a continuación.

8.6. Incentivos económicos

En el Cuadro 8.1 se puede observar las opciones de financiamiento que existen en Costa Rica para la instalación de sistemas de generación distribuida.

Como se puede observar en el Cuadro 8.1, varios bancos estatales y otros bancos privados disponen de líneas de crédito específicas para financiar, entre otros, la instalación de paneles solares para el ahorro de energía, tanto en viviendas como en empresas. Dichas líneas de crédito son preferenciales, lo que implica que ofrece tasas de interés con mejores condiciones que los créditos tradicionales.

A partir de la información recopilada, se puede concluir que existen suficientes opciones para el financiamiento de soluciones energéticas asociadas con la generación distribuida. Sin embargo, a pesar de la disponibilidad de financiamiento y las mejores tasas de interés, no hay un incentivo como tal para que la actividad se desarrolle, ya que las tasas de interés por sí solas no son una variable de decisión para entrar a la actividad.

Si el Gobierno de la República desea impulsar este tipo de tecnología, además de las exenciones de impuestos, se debería plantear en crear un fondo para subvencionar este

Cuadro 8.1.: Opciones de financiamiento

Entidad Financiera	Programa de financiamiento	Tasas	Monto a financiar	Plazo (meses)	Moneda
Banco Nacional	Crédito Eco Amigable	9,5 %+TBP	Mín $2000 Máx $50000	40	Dólares
	Pymes	10,5 % hipotecario 12,5 % fiduciario	Máx 65 millones	80 (hipotecario) 60 (fiduciario)	colones
Banco de Costa Rica	Ecocrédito MYPIMES	De acuerdo con las tasas del producto de aceleración de empresas	Mín $1000 Máx $45000	Según plan de inversión y garantía ofrecida	Colones/dólares
	Ecocrédito Personas físicas	Para un plazo de hasta 180 meses con tasa variable calculada para aproximadamente $2 mil dólares es de ₡11494 en colones, o $20,43 en dólares	Mín $1000 Máx $1000000	Según plan de inversión y garantía ofrecida	Colones/dólares
Banco Popular	Crédito Verde / Ecocrédito	15 %	Máximo $250 mil	96 meses	colones

Cuadro 8.1 (continuación): Opciones de financiamiento

Entidad Financiera	Programa de financiamiento	Tasas	Monto a financiar	Plazo (meses)	Moneda
BAC San José	Green Pymes / Eco créditos	7,5 % Varía con el cliente	Mín $10000 Máx $1000000	10 años	Dólares
Banco LAFISE	Crédito Hipotecario	La del mercado	Depende de cliente	60	colones/dólares
	Crédito Personal	La del mercado	Máx $250 mil	360	colones/dólares
Banco PROMERICA	Financiamiento de energía solarfotovoltaica	Entre el 7,5 % y 8,5 %	Mín $5000 Máx variable	Hasta 120	Colones/dólares
INFOCOOP	Línea de crédito para financiar a las cooperativas	5,5 % (aun está en negociación con el BCIE)	En negociación con el BCIE	-	Dólares

tipo de tecnología y de esa manera, hacer que el capital necesario para la instalación no sea una barrera.

En muchos países, este tipo de incentivos son parte de las razones del éxito en la implementación de los sistemas fotovoltaicos.[10] La diferencia con Costa Rica, es que en muchos de esos países, la mayor parte de la energía se produce a partir de combustibles fósiles. Entonces, dar esos incentivos tiene sentido desde el punto de vista ambiental. Sin embargo, en Costa Rica, donde más del 80 % de la generación de electricidad se produce a partir de energía limpias, tratar de aplicar este incentivo no es tan claro. Sí es cierto que, posiblemente, la implementación de sistemas solares podría ayudar a disminuir la generación térmica, principalmente en verano, pero habría que hacer un estudio más detallado enfocado precisamente en definir si este posible subsidio sería beneficioso para todas las partes involucradas y de serlo, cuales serían las condiciones y el nivel de financiamiento rentables para el país.

Dada la expansión de construcciones para la clase media/alta en Costa Rica en la forma de residenciales, condominios y torres de apartamentos, existe una oportunidad de incluir la inversión en los sistemas fotovoltaicos con el financiamiento de las viviendas de manera que el precio de los páneles esté incluido en el préstamo hipotecario.

[10] Anaya y Pollitt 2015.

A. Cuestionario enviado a las empresas distribuidoras

Cuestionario para las compañías distribuidoras de electricidad de Costa Rica Para la consultoría Análisis Técnico-Financiero de la Generación Distribuida en la CNFL

El siguiente cuestionario se ha diseñado dentro de la consultoría que la Universidad de Costa Rica le está realizando a la Dirección Sectorial de Energía. El objetivo del cuestionario es conocer la situación de la generación distribuida para autoconsumo en el área de concesión de su empresa, y conocer su posición con respecto a POASEN Capítulo 12, además de las dificultades que se podrían enfrentar en su empresa durante la implementación de POASEN Capítulo 12.

1. Características generales de la empresa
   a) Área servida (especificar: kilómetros cuadrados, distritos y cantones)
   b) Cantidad de clientes por tipo (residencial, comercial, industrial)
   c) Energía vendida por tipo de clientes en MWh (o GWh) en el año 2014.

   Antes de POASEN Capítulo 12

2. ¿Existió alguna iniciativa de programas de Generación Distribuida para autoconsumo en su empresa antes de POASEN Capítulo 12? En caso afirmativo, especifique detalladamente las características de este programa.

3. ¿Qué acciones tomó su empresa luego de la Directriz 14 del MINAET del 2011 donde solicitaba a las instituciones del sector electricidad a incentivar programas de sistemas de generación distribuida de pequeña escala para autoconsumo?

4. Independientemente que hayan tenido un programa oficial o no, describa con detalle las experiencias de su empresa con proyectos de generación distribuida para autoconsumo en el área de concesión de su empresa, incluya:

a) ¿Cuántas solicitudes recibieron en promedio al mes para interconexión de generación distribuida para autoconsumo?

b) ¿Cuántas de esas solicitudes fueron aprobadas? Explique la razón por las que se rechazaron algunas solicitudes

c) ¿Qué procedimientos siguió su empresa cuando recibieron solicitud de interconexión de generadores distribuidos para autoconsumo?

d) ¿Cuáles requisitos le exigieron al abonado antes de la interconexión?

e) Cuánto personal se encargó para atender la solicitud de interconexión de generadores distribuidos para autoconsumo?

f) ¿Cuál es el rango de capacidad de los sistemas de generación para autoconsumo en el área de concesión de su empresa?

g) ¿Cuáles fuentes de generación distribuida para autoconsumo se han explotado en el área de concesión de su empresa?

5. Dejando de lado la normativa POASEN Capítulo 12, ¿Tiene interés su empresa que los clientes instalen sistemas de generación para autoconsumo? Justifique su respuesta.

Con respecto a POASEN Capítulo 12

6. ¿Han aumentado el número de solicitudes para interconexión de sistemas de generación para autoconsumo luego de la aprobación de POASEN?

7. ¿Qué medidas han tomado para cumplir con los requerimientos de la norma POASEN en su capítulo 12?

8. Describa las necesidades de su empresa poder implementar adecuadamente lo solicitado por POASEN capítulo 12.

9. ¿Qué requerimiento considera su empresa está más lejano de cumplir de POASEN capítulo 12, según su situación actual?

10. ¿Cuánto tiempo toma su empresa, en promedio, en responder oficialmente al abonado una vez recibida la solicitud de interconexión?

11. ¿Cuántos empleados de la compañía se encargarán de procesar las solicitudes y la propia interconexión?

12. ¿Cuenta su empresa con una lista de requerimientos que debe cumplir el interesado de instalar generación distribuida para autoconsumo según POASEN?

13. ¿Ha detectado en su empresa algún impacto en la red de distribución por la incorporación de sistemas de generación distribuida para autoconsumo? Si la respuesta es afirmativa, indique el impacto detectado.

14. Enumere los principales problemas que su empresa cree podrían presentarse en la red debido a la incorporación masiva de sistemas de generación distribuida para autoconsumo.

15. ¿Sabe qué tipo de estudios se deben realizar para evaluar el impacto de la generación distribuida en las redes eléctricas? Especifique algunos de ellos y las herramientas para hacerlo.

16. ¿Tienen el personal, herramientas y los recursos para realizar los estudios de impacto en las redes eléctricas debido a la generación distribuida?

17. ¿Cuáles barreras técnicas y financieras visualiza en su empresa para la implementación de POASEN Capítulo 12 de generación distribuida?

18. ¿Se siente su empresa amenazada por la eventual reducción en ventas de energía por generación distribuida para autoconsumo? Explique su situación

19. ¿Qué aspectos de la norma POASEN Capítulo 12 y tarifas asociadas considera que son acertados?

20. ¿Qué aspectos de la norma POASEN Capítulo 12 y tarifas asociadas considera contrarios a los intereses de su empresa?

B. Ejemplo de aplicación de AR-NT-POASEN para cliente residencial de CNFL

A continuación se explica la forma como se debe aplicar la norma AR-NT-POASEN para un cliente residencial de CNFL con consumo promedio de 300 kWh/mes con sistema fotovoltaico de:

- 1,5 kW para suplir parcialmente su consumo
- 2,5 kW para suplir completamente su consumo
- 4,5 kW para vender excedentes a CNFL

El Cuadro B.1 muestra el consumo de energía del abonado y la producción de energía con un sistema fotovoltaico de 1,5 kW, según los modelos explicados en la Sección 4.1. Como la producción no supera el consumo en ninguno de los meses, no hay excedentes de energía ni tampoco reservas (acumulados) de meses anteriores. De esta forma, el abonado deberá pagar los kWh entregados por la red, tabulados en la columna *Medidor*, según el pliego de TR de CNFL, y los kWh correspondientes a la tarifa de acceso que se tabulan en la columna *Acceso*. De acuerdo a la aplicación de ARESEP, el costo de acceso a la red se cobra a los kWh consumidos por el abonado y que son producidos por el generador distribuido.

En el segundo caso, para un sistema de 2,5 kW, el generador produce más energía que la consumida en los meses de enero, febrero, marzo y diciembre, ver Cuadro B.2. De acuerdo a la aplicación de AR-NT-POASEN, los excedentes de cada mes se pueden acumular para los siguientes meses. La columna *reserva* registra los kWh acumulados de meses anteriores. En enero no hay reserva por ser el primer mes del periodo contractual.

Gracias a los excedentes de enero, febrero y marzo el abonado "acumula" kWh para consumirlos en abril, mayo, junio y julio. Desde agosto hasta noviembre no hay excedentes de energía ni tampoco hay reserva de meses anteriores.

Cuadro B.1.: Consumo y producción en residencia con sistema fotovoltaico de 1,5 kW en CNFL

Mes	Consumo kWh	Producción kWh	Excedente kWh	Reserva kWh	Cobro	
					Medidor kWh	Acceso kWh
Enero	297,9	204,5	0,0	0,0	93,4	204,5
Febrero	299,9	196,4	0,0	0,0	103,5	196,4
Marzo	301,3	185,3	0,0	0,0	116,0	185,3
Abril	295,0	176,6	0,0	0,0	118,4	176,6
Mayo	302,8	170,5	0,0	0,0	132,3	170,5
Junio	303,7	153,5	0,0	0,0	150,2	153,5
Julio	293,9	154,9	0,0	0,0	139,0	154,9
Agosto	298,2	171,5	0,0	0,0	126,7	171,5
Setiembre	293,1	166,3	0,0	0,0	126,8	166,3
Octubre	304,7	167,1	0,0	0,0	137,6	167,1
Noviembre	304,6	144,7	0,0	0,0	159,9	144,7
Diciembre	304,9	183,4	0,0	0,0	121,5	183,4

Para cobrar el costo de acceso a la red, se deben contabilizar los kWh consumidos por el abonado provenientes del sistema de generación distribuida. En enero por ejemplo, la producción fue de 340,8 kWh pero el abonado sólo consumió 297,9 kWh, entonces el costo de acceso en enero se calculará a partir de los 297,9 kWh consumidos. En el mes de julio, el acceso a la red se calcula a partir de los kWh producidos y los kWh acumulados a julio porque no toda la energía consumida por el abonado en ese mes proviene del sistema fotovoltaico ni de la reserva.

En el tercer caso se instala un sistema fotovoltaico cuya producción sobrepasa el consumo del abonado en todos los meses, como se muestra en el Cuadro B.3. De acuerdo a lo establecido por ARESEP, el abonado debe consumir al menos el 51 % de la energía generada. En enero por ejemplo, los excedentes de energía suman 316 kWh pero los kWh que la empresa reconocerá para ser utilizados en meses siguientes será 286,2 kWh únicamente.

Para efectos de la liquidación anual al final del periodo, la empresa de distribución le reconocería al generador distribuido 2593,2 kWh que es el resultado de sumar la reserva de kWh y los excedentes en el mes de diciembre.

Cuadro B.2.: Consumo y producción en residencia con sistema fotovoltaico de 2,5 kW en CNFL

Mes	Consumo kWh	Producción kWh	Excedente kWh	Reserva kWh	Cobro	
					Medidor kWh	Acceso kWh
Enero	297,9	340,8	42,9	0,0	0,0	297,9
Febrero	299,9	327,3	27,4	42,9	0,0	299,9
Marzo	301,3	308,8	7,5	70,3	0,0	301,3
Abril	295,0	294,3	0,0	77,8	0,0	295,0
Mayo	302,8	284,1	0,0	77,1	0,0	302,8
Junio	303,7	255,9	0,0	58,4	0,0	303,7
Julio	293,9	258,2	0,0	10,6	25,1	268,8
Agosto	298,2	285,8	0,0	0,0	12,4	285,8
Setiembre	293,1	277,2	0,0	0,0	15,9	277,2
Octubre	304,7	278,6	0,0	0,0	26,1	278,6
Noviembre	304,6	241,1	0,0	0,0	63,5	241,1
Diciembre	304,9	305,7	0,8	0,0	0,0	304,9

Cuadro B.3.: Consumo y producción en residencia con sistema fotovoltaico de 4,5 kW en CNFL

Mes	Consumo kWh	Producción kWh	Excedente kWh	Reserva kWh	Cobro	
					Medidor kWh	Acceso kWh
Enero	297,9	613,9	316,0	0	0,0	297,9
Febrero	299,9	589,1	289,2	286,2	0,0	299,9
Marzo	301,3	555,8	254,5	574,3	0,0	301,3
Abril	295,0	529,7	234,7	828,9	0,0	295,0
Mayo	302,8	511,4	208,6	1063,5	0,0	302,8
Junio	303,7	460,5	156,8	1272,1	0,0	303,7
Julio	293,9	464,8	170,9	1428,9	0,0	293,9
Agosto	298,2	514,4	216,2	1599,8	0,0	298,2
Setiembre	293,1	498,9	205,8	1815,9	0,0	293,1
Octubre	304,7	501,4	196,7	2021,7	0,0	304,7
Noviembre	304,6	434,0	129,4	2218,5	0,0	304,6
Diciembre	304,9	550,2	245,3	2347,9	0,0	304,9

Bibliografía

Ackermann, T., G. Andersson y L. Söder (2001). «Distributed generation: a definition». En: *Electric Power Systems Research* 57.3, págs. 195-204. ISSN: 03787796. DOI: 10.1016/S0378-7796(01)00101-8. URL: http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378779601001018.

Anaya, Karim L. y Michael G. Pollitt (2015). «Integrating distributed generation: Regulation and trends in three leading countries». En: *Energy Policy* 85, págs. 475 -486. ISSN: 0301-4215. DOI: http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2015.04.017. URL: http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421515001597.

Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (2011). *Propuesta de Modelo para la Determinación de Tarifas Tope de Referencia para Plantas de Generación Privada Nuevas Hidroeléctricas*. Inf. téc. Superintendencia de Energía ARESEP.

Behling, Noriko Hikosaka (2013). *Fuel cells, current technology challenges and future research needs*. Elsevier, págs. 7 -36. ISBN: 978-0-444-56325-5. DOI: 10.1016/B978-0-444-56325-5.00002-8. URL: http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780444563255000028.

Bhusal, Pramod y col. (2007). «Replacing fuel based lighting with light emitting diodes in developing countries: Energy and lighting in rural Nepali homes». En: *Leukos* 3.4, págs. 277-291.

Bocci, E. y col. (2014). «Biomass to fuel cells state of the art: A review of the most innovative technology solutions». En: *International Journal of Hydrogen Energy* 39.36, págs. 21876 -21895. ISSN: 0360-3199. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2014.09.022. URL: http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319914025439.

Bonhomme, J. y col. (2004). *Micro-Hydropower Systems: A Buyer's Guide*. Natural Resources Canada Renewable and Electrical Energy Division. Otawa, Ontario, Canada.

Brennan, Timothy (2014). «Chapter 12 - An Expanded Distribution Utility Business Model: Win-Win or Win-Maybe?» En: *Distributed Generation and its Implications for the Utility Industry*. Ed. por Fereidoon P. Sioshansi. Boston: Academic Press, págs. 251 -265. ISBN: 978-0-12-800240-7. DOI: http://dx.doi.org/10.1016/

B978-0-12-800240-7.00012-6. URL: http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128002407000126.

Carneiro, Patrícia y Paula Ferreira (2012). «The economic, environmental and strategic value of biomass». En: *Renewable Energy* 44.0, págs. 17 -22. ISSN: 0960-1481. DOI: 10.1016/j.renene.2011.12.020. URL: http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148112000080.

Centro de Energías Renovables. *Energía Solar*. website. URL: http://cifes.gob.cl/tecnologias/files/2011/12/libro_solar.pdf.

Centro Nacional de Planificación Eléctrica (2014). *Plan de expansión de energía de la generación eléctrica, periodo 2014-2035*. Inf. téc. Instituto Costarricense de Electricidad.

Chiradeja, P. y R. Ramakumar (2004). «An approach to quantify the technical benefits of distributed generation». En: *IEEE Transactions on Energy Conversion* 19.4, págs. 764-773. ISSN: 0885-8969. DOI: 10.1109/TEC.2004.827704.

Coddington, M.H., R.M. Margolis y J. Aabakken (2008). *Utility-Interconnected Photovoltaic Systems: Evaluating the Rationale for the Utility-Accesible External Disconnect Switch*. Inf. téc. 581-42675. 1617 Cole Boulevard, Golde, Colorado: National Renewable Energy Laboratory.

Coto Chinchilla, Oscar (2013). *Valoración Actualizada de Residuos Agrícolas Orgánicos en Costa Rica como Fuente de Energía*. Inf. téc. FITTACORI.

Dobos, A. P. (2014). *PVWatts Version 5 Manual*. Inf. téc. NREL.

European Small Hydropower Association (2004). *Guide on How to Develop a Small Hydropower Plant*. European Renewable Energy Council.

Feldman, David y col. (2014). *Photovoltaic System Pricing Trends*. Inf. téc. National Energy Research Laboratory.

Fernández, Pedro. *Procesos termosolares en baja, media y alta temperatura*. Universidad de Cantabria.

Gonzalez-Salazar, Miguel Angel y col. (2014). «Methodology for estimating biomass energy potential and its application to Colombia». En: *Applied Energy* 136.0, págs. 781 -796. ISSN: 0306-2619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2014.07.004. URL: http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261914006710.

Gsänger, Stefan y Jean Pitteloud (2014). *SMALL WIND WORLD REPORT: 2014 Update*. Inf. téc. WWEA.

IDAE (2006). *Minicentrales Hidroeléctricas*. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. Madrid.

IEA (2002). «Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets». En: DOI: 10.1787/9789264175976-en.

IEEE Joint task force on Quadrennial energy review (2014). *IEEE REPORT TO DOE QER ON PRIORITY ISSUES*.

IEEE Std 1547, Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems (2003). English.

IEEE Std 1547.2, Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems (2008). English.

IEEE Std 1547.7, Guide for Conducting Distribution Impact studies for Distributed Resorce Interconnection (2013). English.

International Renewable Energy Agency (2012). *Renewable Energy Technologies: Cost analysis Series, Biomass Power Generation*. Inf. téc. International Renewable Energy Agency.

Janssen, Pierre (2014). «Monitoring, protection and fault location in power distribution networks using system-wide-measurements». Tesis doct. Ecole Polytechnique de Bruxelles.

Keane, A. y M. OḾalley (2006). «Impact of distributed generation capacity on losses». En: *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2006*. IEEE, 7-pp. ISBN: 1424404932. URL: `http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=1709443`.

L'Abbate, Angelo y col. (2008). «Distributed Power Generation in Europe: technical issues for further integration». En:

Lakervi, E. y E.J. Holmes (1995). *Electricity Distribution Network Design*. Stevenage, Herts, UK: The Institution of Engineering y Technology.

Lara, Jose Daniel y Jatin Nathwani (2014). «Value of Electricity versus Cost: Resolving the Customer Benefit Dichotomy in Ratemaking». En: *The Electricity Journal* 27.6, págs. 86 -94. ISSN: 1040-6190. DOI: `http://dx.doi.org/10.1016/j.tej.2014.06.005`. URL: `http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1040619014001377`.

Linvill, Carl, John Shenot y Jim Lazar (2013). *Designing Distributed Generation Tariffs Well, Fair Compensation in a Time of Transition*. Inf. téc. The Regulatory Assistance Project.

Liu, H. (2011). «Biomass fuels for small and micro combined heat and power (CHP) systems: resources, conversion and applications». En: *Small and Micro Combined Heat and Power (CHP) Systems*. Ed. por Robert Beith. Woodhead Publishing Series in Energy. Woodhead Publishing, págs. 88 -122. ISBN: 978-1-84569-795-2. DOI: `10.1533/9780857092755.1.88`. URL: `http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9781845697952500052`.

Masters, Gilbert M. (2004). *Renewable and Efficient Electric Power Systems*. Wiley-Interscience.

McKendry, Peter (2002). «Energy production from biomass (part 2): conversion technologies». En: *Bioresource Technology* 83.1. Reviews Issue, págs. 47 -54. ISSN: 0960-8524. DOI: 10.1016/S0960-8524(01)00119-5. URL: http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960852401001195.

Merino, José María y col. (sf). *Hidrógeno y energías renovables, nuevas tecnologías para la sotenibilidad*. Tecnalia energía.

Nehrir, M.H., Caisheng Wang y S.R. Shaw (2006). «Fuel cells: promising devices for distributed generation». En: *Power and Energy Magazine, IEEE* 4.1, págs. 47-53. ISSN: 1540-7977. DOI: 10.1109/MPAE.2006.1578531.

Norma Técnica: Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional. ARNT-POASEN. (2014). Español. Norma Técnica.

Ochoa, L.F., A. Keane y G.P. Harrison (2011). «Minimizing the Reactive Support for Distributed Generation: Enhanced Passive Operation and Smart Distribution Networks». En: *IEEE Transactions on Power Systems* 26.4, págs. 2134-2142. ISSN: 0885-8950. DOI: 10.1109/TPWRS.2011.2122346. URL: http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=5738712.

ODell, K. (2007). *Small wind electric systems: a U.S. consumer's guide*. Inf. téc. US Department of Energy: Office of Energy Efficiency y Renewable Energy.

Ong, Sean y col. (2013). «Land-use requirements for solar power plants in the United States». En: *Retrieved December* 10, pág. 2014.

Orrell, AC y HE Rhoads-Weaver (2014). *2013 Distributed Wind Market Report*. Inf. téc. Pacific Northwest National Laboratory.

Peças-Lopes, J.A. y col. (2007). «Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities». En: *Electric Power Systems Research* 77.9, págs. 1189 -1203.

Programa Naciones Unidas para el Desarrollo - Universidad de Costa Rica (2011). «Atlas de Desarrollo Humano Cantonal 2011». En:

Scheepers, MJJ y col. (2007). *Regulatory improvements for effective integration of distributed generation into electricity distribution networks*. Inf. téc. Energy research Centre of the Netherlands ECN, Petten (Netherlands).

Staffell, Iain y Richard Green (2013). «The cost of domestic fuel cell micro-CHP systems». En: *International Journal of Hydrogen Energy* 38.2, págs. 1088 -1102. ISSN: 0360-3199. DOI: http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2012.10.090. URL: http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319912024147.

Std 1159. IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality (1995). IEEE.

Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión (2015). ARESEP.

Taylor, M. y col. (2015). *Value of Solar: Program Design and Implementation Considerations*. Inf. téc. NREL.

Trust, Carbon (2007). *Small-scale wind energy: Policy insights and practical guidance*. Inf. téc.

Valverde, G. y T. Van Cutsem (2013). «Model Predictive Control of Voltages in Active Distribution Networks». En: *IEEE Transactions on Smart Grid* 4.4, págs. 2152-2161. ISSN: 1949-3053. DOI: 10.1109/TSG.2013.2246199.

Veatch, Black & (2013). *BIENNIAL REPORT ON IMPACTS OF DISTRIBUTED GENERATION*. Inf. téc.

Zhang, Q., B. Smith y W. Zhang (2012). *Small Hydropower Cost Reference Model*. Inf. téc. Oak Ridge National Laboratory.

Índice alfabético

Aerogeneradores, 51
AR-NT-POASEN, 78
Autoconsumo, 27

Barreras, 93
Beneficios de la GD, 27
Bio-aceite, 56
Bio-diesel, 57
Biogás, 57
Biomasa, 41, 55

Celdas solares, 49
CNFL, 77
Combine heat and power, 57
Combustión, 56
Coordinación de protecciones, 32
Corrientes de falla, 32
Costo por interconexión, 90

Digestión anaeróbica, 57
Directriz 14-MINAET, 76
Distorsión armónica, 32

Efecto financiero sobre la CNFL, 136

Fermentación, 56
Fotovoltaico, 49
Fuel Cell, 61

Gasificación, 56
Generación distribuida, 26, 27, 30

Hidrógeno, 43

ICE, 72
IEEE 1547, 44
Impactos, 30, 35
Inversor, 54
islas eléctricas, 32

MINAE, 81
Modelo de instalación, 143

Nivel de penetración, 27

OpenDSS, 154

Pirólisis, 56
Plan Piloto del ICE, 72
POASEN, 78

Red eléctrica, 30
Reglamento MINAE, 81

Sistemas de biomasa, 67
Sistemas eólicos, 64
Sistemas fotovoltaicos, 63
Smart Grid, 30

Tarifa de acceso, 95
Tarifas de electricidad, 34
Turbina de eje horizontal, 51
Turbinas de eje vertical, 51

UL, 49

Viento, 40